

GILMAR FRANCISCO KREFTA

**AVALIAÇÃO DA INCLUSÃO DE UNIDADES DE MEDIÇÃO
SINCROFASORIAL NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Curitiba

2008

GILMAR FRANCISCO KREFTA

**AVALIAÇÃO DA INCLUSÃO DE UNIDADES DE MEDIÇÃO
SINCROFASORIAL NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Trabalho apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná – UFPR, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre.


Orientadora: Prof^a. Dr^a. Elizete Maria .Lourenço
Área de concentração: Sistemas de Energia

Curitiba
2008

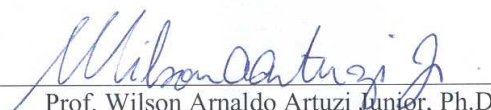
**AVALIAÇÃO DA INCLUSÃO DE UNIDADES DE MEDIÇÃO
FASORIAL NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

GILMAR FRANCISCO KREFTA

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

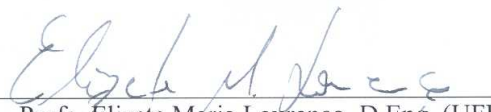


Prof. Elizete Maria Lourenço, D.Eng.
Orientadora



Prof. Wilson Arnaldo Artuzi Junior, Ph.D.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora



Prof. Elizete Maria Lourenço, D.Eng. (UFPR)
Presidente



Prof. Alexandre Rasi Aoki, D.Eng. (UFPR)



Prof. Andrea Lúcia Costa, D.Eng. (UTFPR)



Prof. Thelma Solange Piazza Fernandes, D.Eng. (UFPR)

Curitiba, 17 de Setembro de 2008

Índice

1	Avaliação do Impacto da Inclusão da Medição Sincrofasorial na Estimação de Estado Generalizada.....	1
1.1	Proposta e Objetivo.....	1
1.2	Motivação.....	2
1.3	Justificativa	2
1.4	Metodologia	2
1.5	Revisão Bibliográfica.....	2
1.6	Estrutura da Dissertação.....	8
2	O Sistema Elétrico de Potência.....	10
2.1	Introdução	10
2.2	Controle do Sistema Elétrico de Potência.....	12
2.3	Estados de Operação do Sistema de Potência e Estratégias de Controle .	15
2.4	Crítérios de Planejamento e Operação para a Estabilidade da Operação do Sistema de Potência	18
2.5	Considerações Finais do Capítulo	24
3	O Sistema Supervisório e de Aquisição de Dados.....	25
3.1	Introdução	25
3.2	Operação do Sistema de Potência em Tempo Real	25
3.3	Estimação de Estados em Sistemas de Potência	27
3.4	Características da Estimação de Estado em Sistemas de Potência	28
3.5	Princípios do Estimador de Estado em Sistemas de Potência.....	34
3.6	Recursos Computacionais dos Centros de Operação do Sistema	37
3.7	Considerações Finais do Capítulo	39
4	Conceituação Teórica do Estimador de Estado	40
4.1	Introdução	40
4.2	Princípio do Estimador de Estado.....	40
4.3	Estimação dos Mínimos Quadrados Ponderados e da Máxima Expectativa	44
4.4	Conceituação Teórica da Estimação de Estado para Redes DC na Forma Matricial	46
4.5	Subproblemas da Estimação de Estados	49
4.6	Considerações Finais do Capítulo	50
5	Conceituação Teórica da Medição Fasorial Sincronizada ou Sincrofasorial.....	51
5.1	Introdução	51
5.2	Fundamentos de Fasor Sincronizado no Tempo	52
5.3	Considerações Finais do Capítulo	70
6	Análise Clássica de Observabilidade de Sistemas Elétricos de Potência.....	72
6.1	Introdução	72
6.2	Observabilidade Algébrica e Observabilidade Numérica	72
6.3	Aplicação da Teoria de Grafos na Observabilidade.....	74
6.4	Conceitos de Observabilidades P- δ e Q-V Desacoplados	75
6.5	Conceito de Grafo de Medição G_M	76
6.6	Algoritmo para a Determinação da Observabilidade Topológica	77
6.7	Considerações Sobre Análise de Criticidade de Medidas.....	78
6.8	Considerações Finais do Capítulo	79

7	Aplicação da Medição Sincrofasorial na Estimação de Estado Generalizada....	81
7.1	Introdução	81
7.2	Estimação de Estado Generalizada	82
7.3	Modelagem de Ramos de Impedância Nula com Inclusão de Medidas Sincrofasoriais	83
7.4	Estimação de Estados com Inclusão da Medição Sincrofasorial	85
7.5	Estimação de Estados em dois Estágios com Aplicação de Sincrofasores	91
7.6	Estimação de Estados Generalizada como um Problema de Otimização Restrito	92
7.6.1	Restrições Operacionais	92
7.6.2	Restrições Estruturais	93
7.6.3	Modelagem das Medidas Analógicas	94
7.6.4	Formulação da Estimação de Estados Restrita	94
7.6.5	Solução da Estimação de Estados Restrita pelo Método do Tableau Esperso	95
7.7	Multiplicadores de Lagrange Normalizados	98
7.8	Identificação de Erros de Topologia Via Multiplicadores de Lagrange Normalizados	98
7.9	Considerações Finais do Capítulo	101
8	Análise Topológica Generalizada de Observabilidade e de Criticidade Considerando a Medição Sincrofasorial	102
8.1	Introdução	102
8.2	Análise de Observabilidade Topológica Generalizada	103
8.2.1	Grafo de Medição Generalizado G_m	103
8.2.2	Representação de Medidas e Restrições no Grafo de Medição Generalizado G_m	106
8.3	Exemplos	110
8.3.1	Exemplo sem a Medição Sincrofasorial das PMUs	111
8.3.2	Exemplo com a Inclusão da Medição Sincrofasorial das PMUs	116
8.4	Algoritmo para Análise Generalizada de Observabilidade e Criticidade ..	120
8.5	Considerações Finais do Capítulo	121
9	Simulações e Resultados	122
9.1	Introdução	122
9.2	Casos Simulados e Resultados Esperados	122
9.3	Caso1 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Leve no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 07h15min	127
9.4	Caso 2 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Pesada no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 21h:00min	137
9.5	Caso 3 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Leve no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 07h15min sem a Linha GPS/PGA 138 kV	140
9.6	Caso 4 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Pesada no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 21h00min sem a Linha GPS/PGA 138 kV	143
9.7	Considerações Finais do Capítulo	145
10	Conclusões Gerais	147
11	Referências bibliográficas	151
12	Anexos	155

Índice de Tabelas

Tabela 8-1: Representação de medidas/restrições que envolvem ramos chaveáveis como arestas do grafo generalizado.	108
Tabela 9-1: Cargas para as subestações do litoral paranaense considerando o feriado de carnaval.....	124
Tabela 9-2: Valores medidos e disponibilizados para o sistema SCADA da Copel.	126
Tabela 9-3: Fluxo de potência medido, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min.	131
Tabela 9-4: Relação percentual entre o valor medido e o calculado do fluxo de potência, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.....	131
Tabela 9-5: Resultados do Estimador CC - Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min, sem a medição das PMUs.	132
Tabela 9-6: Resultados do Estimador CC - Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min, com a medição das PMUs nas barras 4 e 5.	133
Tabela 9-7: Resultados da simulação de fluxo de potência linearizado- Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min.	134
Tabela 9-8: Resultados do Estimador CC - Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min, com a medição das PMUs nas barras 6 e 7.	135
Tabela 9-9: Relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 4 e 5 e os medidos diretamente-Caso1-, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.....	136
Tabela 9-10: Relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 4 e 5 e com os fluxos de potência simulado (não linear), em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.	136
Tabela 9-11: Relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 6 e 7 e com os fluxos de potência simulado (não linear), em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.	136
Tabela 9-12: Fluxo de potência, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada.....	140
Tabela 9-13: Relação percentual entre o valor medido e o calculado do fluxo de potência em tempo real do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada.	140
Tabela 9-14: Fluxo de potência simulado em tempo real do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve e sem a linha GPS/PGA 138kV.	143
Tabela 9-15: Fluxo de potência, simulado em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada e sem a linha GPS/PGA 138 kV.	145

Índice de Figuras

Figura 2-1: Diagrama unifilar de parte de um sistema elétrico de potência.....	11
Figura 2-2: Controles de um Sistema de Potência e seus Componentes Associados.	14
Figura 2-3: Estados de operação de um sistema de potência e suas possibilidades de evolução.....	16
Figura 2-4: Hierarquia genérica de operação do sistema elétrico de potência.....	17
Figura 2-5: Gerador conectado a barra infinita.....	22
Figura 2-6: Curva da potência gerada em função da abertura angular (delta).....	23
Figura 2-7: Diagrama simplificado de análise de estabilidade do sistema elétrico....	24
Figura 3-1: Oscilografia das correntes de fase e neutro dos circuitos PLE 138 kV e PGAIL 138 kV da SE PFL.	29
Figura 3-2: Fasores das correntes de fase e de neutro do circuito PLE 138 kV da SE PFL.....	30
Figura 3-3: Análise espectral da corrente de neutro do circuito PLE 138 kV da SE PFL.....	30
Figura 3-4: Fasores das correntes de fase e de neutro do circuito PGA II 138 kV....	31
Figura 3-5: Diagrama simplificado da monitoração do sistema elétrico de potência.	36
Figura 3-6: Configuração do sistema de supervisão do COS da Copel.	38
Figura 4-1: Sistema com três barras	40
Figura 4-2: Localização dos Medidores.....	41
Figura 4-3: Fluxos resultantes do uso de M13 e M32.	42
Figura 4-4: Gráfico de uma distribuição normal.....	46
Figura 5-1: Circuito RL alimentado com tensão alternada.	52
Figura 5-2: Convenção para a medição fasorial sincronizada no tempo.....	58
Figura 5-3: Variação de ângulo no tempo para desvio de frequência $\Delta f > 0$	59
Figura 5-4: Exemplo de portadora de IRIG-B.....	61
Figura 5-5: Janela de amostragem com UTC.....	62
Figura 5-6: Esquema simplificado da unidade de medição fasorial sincronizada PMU.	63
Figura 5-7: Funções básicas de um PDC.....	64
Figura 5-8: Arquitetura geral de um sistema de medição fasorial sincronizado no tempo.	65
Figura 5-9: Diagrama unifilar de um sistema elétrico isolado.....	69
Figura 5-10: Valores de tensão em módulo e ângulo das barras de um sistema isolado.....	69
Figura 5-11: Comparação entre a resolução do sistema SCADA e PMU.	70
Figura 7-1: Equação do ângulo versus conversão de potência, impacto na observabilidade.	89
Figura 7-2: Equação do ângulo versus conversão de potência, impacto na observabilidade com sistema todo interligado.....	90
Figura 8-1: Diagrama esquemático de um sistema teste de 3 barras e cinco nós. .	111

Figura 8-2: Estrutura da matriz Jacobiana para sistema teste de 5 barras sem medição sincrofasorial.	113
Figura 8-3: Grafo de Medição Generalizado para sistema teste 3 barras e 5 nós.	114
Figura 8-4: Estrutura da matriz Jacobiana para sistema teste de 5 barras com a inclusão da medição dos ângulos das barras 2 e 3.	117
Figura 8-5: Grafo de Medição Generalizado para sistema teste 3 barras e 5 nós, com sincrofasores.	119
Figura 9-1: Diagrama unifilar das subestações do litoral paranaense atendidas pela Copel.	125
Figura 9-2: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.	130
Figura 9-3: Gráfico de comparação dos erros percentuais.	137
Figura 9-4: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada.	139
Figura 9-5: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve e sem a linha GPS/PGA 138 kV.	142
Figura 9-6: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada e sem a linha GPS/PGA 138 kV.	144

Lista de Siglas

ONS:	Operador Nacional do Sistema
RDP:	Registrador de perturbação
SCADA:	Sistema Supervisório do Despacho de Carga
KKT:	Karush Kuhn Tucker
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL:	Companhia Paranaense de Energia
ANAREDE:	Programa de Análise de Redes
COS:	Centro de Operação do Sistema

Resumo

Este trabalho propõe apresentar contribuições para a divulgação de conhecimentos do processo de medição de grandezas fasoriais, disponibilizada pela tecnologia empregada no desenvolvimento de unidades de medição fasorial, sincronizadas no tempo.

Também faz parte deste trabalho estabelecer elementos, dados e critérios básicos para definir um sistema elétrico de potência sobre o qual será feita a avaliação da inclusão de unidades de medição fasorial na estimação de estado de sistemas elétricos de potência.

Considerando as novas ferramentas de monitoração das grandezas medidas, como o registrador de perturbação (RDP), foi possível mostrar os erros de medição a que está sujeito o estimador de estado e foi sugerido a separação teórica dos erros em grandes e pequenos ao invés da denominação genérica de erro grosseiro.

Após as considerações sobre o sistema elétrico de potência atual, é apresentado o estimador de estado e a sua variante generalizada no qual é incluído o ângulo da tensão medido na barra como grandeza de estado. Para a avaliação da proposta de inclusão da grandeza medida do ângulo da barra na estimação de estados de sistemas elétricos de potência foram escolhidos dois sistemas elétricos. O primeiro é teórico e consiste de um sistema teste de três barras e cinco nós no qual é mostrada a forma de inclusão da medição do ângulo das tensões das barras na matriz Jacobiana e a sua representação no grafo de medição. Esse exemplo mostra a melhoria introduzida na observabilidade e criticidade das medidas com a introdução da medição síncrofasorial. O segundo sistema escolhido é um sistema real que representa parte do sistema elétrico do litoral do Paraná, atendido pela Copel. As medições existentes no banco de dados do sistema SCADA da Copel foram utilizadas permitindo avaliar o desempenho do estimador de estado linear generalizado com a inclusão do ângulo medido.

Palavras-chave: Medição Síncrofasorial, Estimador de Estado Generalizado; PMU; Erros de Medição

Abstract

This work presents contributions for spreading knowledge of measurement process of bus phase angle phasor, available by technology used in development of units of synchronized on time phasor measurement.

Also it is part of this work to establish basic elements, data and criteria to define an electrical power system on which the evaluation of the inclusion of units of fasorial measurement in the state estimation will be made.

Considering the new tools that monitor the measurements as the disturbance recorder (RDP), is possible to show the errors of measurement that affect the state estimator and is suggested the theoretical separation of the great and small errors instead of the generic denomination of bad measurement.

After concerns on the electrical power system is presented the state estimator and its generalized variant in which the bus voltage angle will be enclosed as quantity state. For inclusion proposal evaluation of the bus angle measured in the state estimation of power systems two electrical systems had been chosen. The first one is theoretic and consists of a three bus system and five nodes tested in which it is shown the inclusion of the measurement of Jacobiana matrix voltage angle and its representation in the measurement graph. The second system chosen is a real system that represents part of the coast Paraná electric system. The SCADA data base had been used to evaluate the performance of the generalized linear state estimator including the measured angle.

Word-key: Syncro Phasor Estimation, Generalized State Estimator, PMU, Bad Data, Errors of Measurement

1 Avaliação do Impacto da Inclusão da Medição Sincrofasorial na Estimação de Estado Generalizada

1.1 Proposta e Objetivo

A proposta e o objetivo deste trabalho, de uma forma geral, é apresentar contribuições para a divulgação de conhecimentos do processo de medição de grandezas fasoriais, disponibilizada pela tecnologia empregada no desenvolvimento de unidades de medição fasorial, sincronizadas no tempo.

Também faz parte deste trabalho estabelecer elementos, dados e critérios básicos para definir um sistema elétrico de potência sobre o qual será feita a avaliação da inclusão de unidades de medição fasorial na estimação de estado de sistemas elétricos de potência. Neste sentido são inicialmente mostrados critérios para definir o planejamento do sistema elétrico de potência, as condições adversas a que esse sistema fica exposto, a atual configuração do sistema com a inclusão de autoprodutores, produtores independentes e iniciativa privada, a forma de operação do sistema elétrico atual e os métodos e influências da medição direta do ângulo das tensões das barras desse sistema para o estimador de estado.

Considerando as novas ferramentas de monitoração das grandezas medidas, como o registrador de perturbação (RDP), foi possível mostrar os erros de medição a que está sujeito o estimador de estado e foi sugerido a separação teórica dos erros em grandes e pequenos ao invés da denominação genérica de erro grosseiro.

Após as considerações sobre o sistema elétrico de potência atual é apresentado o estimador de estado e a sua variante generalizada no qual é incluído o ângulo da tensão medido na barra como grandeza de estado. Para a avaliação da proposta de inclusão da grandeza medida do ângulo da barra na estimação de estados de sistemas elétricos de potência foram escolhidos dois sistemas elétricos. O primeiro é teórico e consiste de um sistema teste de três barras e cinco nós no qual é mostrada a forma de inclusão da medição do ângulo das tensões das barras na matriz Jacobiana e a sua representação no grafo de medição. O segundo sistema escolhido é um sistema real que representa parte do sistema elétrico do litoral do Paraná, atendido pela Copel. As medições existentes no banco de dados do sistema SCADA da Copel foram utilizadas permitindo avaliar o desempenho do estimador de estado linear generalizado com a inclusão do ângulo medido.

1.2 Motivação

Uma das motivações deste trabalho foi a possibilidade atual dos algoritmos representarem e simularem o fluxo de potência para redes modeladas no nível de barramento das subestações. Outras motivações foram a tecnologia, já disponível, da medição sincrofasorial em equipamentos digitais tais como relés de proteção e oscilógrafos, a capacidade de transmissão desses dados para um concentrador de dados e, ainda, a disponibilidade da análise de observabilidade topológica generalizada. Ressalta-se ainda que o sistema de medição sincrofasorial abre várias perspectivas de aplicação na operação mais segura de sistemas elétricos.

1.3 Justificativa

O presente trabalho está baseado no atual estágio da tecnologia de medição sincrofasorial. Essa tecnologia já se encontra disponível para uso e está aplicada em algumas situações nas concessionárias de energia. Como exemplo dessa tecnologia, pode-se citar a medição, aquisição e tratamento de grandezas, por concentradores de dados, que disponibilizam os ângulos das tensões medidos nas barras do sistema, as quais têm o potencial de melhorar o desempenho da análise de observabilidade topológica generalizada e da estimação de estado generalizado.

1.4 Metodologia

Considerando o conhecimento dos algoritmos de estimação de estado generalizado, a conceituação teórica da observabilidade topológica generalizada e da medição sincrofasorial, buscou-se avaliar teoricamente o desempenho dessas ferramentas e confrontá-las com dados reais disponíveis de um sistema elétrico de potência.

1.5 Revisão Bibliográfica

Esta dissertação está baseada no trabalho apresentado por [1] o qual descreve que [2] propuseram o método de análise de medidas e indicações de posição de disjuntores dos barramentos das subestações, antes de serem enviadas para os aplicativos dos centros de controles. Esse método consiste em solucionar um programa linear que fornece a melhor estimativa de fluxo de potência em cada ramo do modelo e exclui medidas e indicações das posições dos disjuntores que contenham erros. Cada medida de fluxo de potência tem atribuída uma variável de erro, se essa variável de erro for diferente de zero é feita a análise do percentual do

valor do erro em relação ao valor da medida. Se este percentual é pequeno a medida é considerada na base de dados como uma medida perturbada. Por outro lado se o percentual do valor erro é significativo em relação ao valor medido, a medida é considerada como dado incoerente e é desconsiderada na base de dados. Com a automação das subestações e computadores industriais é possível a concentração e o tratamento dos dados, antes do envio aos centros de controle. Reduz-se assim a carga computacional dos centros de controle o que permite maior rapidez para outras tarefas. Vale ressaltar que a monitoração da posição dos disjuntores e seccionadores sempre fez parte das análises de validação de bases de dados de subestações.

Foi proposto por [3] uma nova maneira de modelar os barramentos das subestações que possuem equipamentos chaveáveis, tais como seccionadoras e disjuntores, denominados ramos chaveáveis ou ramos de impedância zero. Na modelagem barra-ramo, cada subestação representa através de uma única barra um arranjo de ramos chaveáveis. Essa representação impossibilita a aquisição direta de informações através de ramos de impedância zero. A modelagem dos ramos chaveáveis fechados atribuindo-se uma impedância pequena, permitindo a obtenção de informações diretas através dos referidos ramos, torna-se difícil devido ao critério do dimensionamento dessa impedância que não deve afetar a exatidão dos cálculos e nem deve permitir a singularidade das matrizes. A modelagem de ramos chaveáveis proposta por [3]) evita esse problema através de duas importantes modificações e não necessita qualquer aproximação nas equações padrões de estimação de estado. A primeira modificação consiste em considerar os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos chaveáveis como variáveis de estado não envolvendo variáveis de estado de tensão das barras e o ângulo dessas, o que garante que as impedâncias dos ramos chaveáveis não apareçam na formulação do problema. A segunda modificação consiste em considerar como restrições de igualdade, as equações que definem o posicionamento dos disjuntores.

Foi analisado por [4] o impacto da representação exata de ramos chaveáveis em estudos de observabilidade numérica e identificação de dados incorretos em sistema elétricos de potência. A análise consistia em solucionar problemas envolvendo sistemas de potência com um grande número de ramos chaveáveis, o que poderia resultar no aparecimento de ilhas elétricas, dificultando a convergência para a solução. O pequeno trajeto formado por ramos chaveáveis é sinalizado pelo

algoritmo de análise de observabilidade estendida como um estado não observável. Para esta situação, o algoritmo introduz uma medida de fluxo, a qual permite analisar normalmente o processo. Para cada ilha elétrica observada, o algoritmo atribui um ângulo de referência diferente, zera todas as medidas e marca os ramos não observáveis como ramos cujos fluxos são diferentes de zero, o que é consequência do fato de que esses ramos conectam barras de fronteira de ilhas vizinhas. Os fluxos de potência observados nesses ramos devem-se à diferença angular entre as referidas ilhas.

Também em [5] demonstrou que o problema de estimação de estados que considera a posição dos disjuntores, inclusive a indefinida, pode ser analisado através de uma composição de modelagens. Em um primeiro passo o estimador de estados é executado, considerando a modelagem convencional barra-ramo e caso algum dado incoerente seja evidenciado, a parte da rede que contém esse dado é modelada no nível de subestação, no sentido de analisar a incoerência, mantendo o restante do sistema no formato original. Na modelagem ao nível do barramento da subestação, ocorre o processamento de dados lógicos, isto é, a posição do disjuntor através do processador de topologia e na modelagem barra-ramo são processados os dados analógicos, tais como fluxos de potência, injeções de potência e magnitudes das tensões, através do estimador de estados convencional. As considerações anteriores fazem parte do método dos mínimos quadrados ponderados de estimação de estados proposto por [5], que considera um sistema híbrido, com o benefício de utilizar os modelos linear e não linear e as modelagens barra-ramo e nível de subestação da rede elétrica simultaneamente.

Em [6] foi proposta a estimação de estados generalizada, com o intuito de melhorar o processo de obtenção de informações dos sistemas elétricos de potência. A principal contribuição foi a inclusão com sucesso da topologia de rede e dos parâmetros das linhas de transmissão, nos processos de estimação de estados e análise de dados incoerentes. Os fluxos de potência através das impedâncias série e shunt são considerados variáveis de estado, junto com as tensões nodais complexas e os fluxos de potência em ramos chaveáveis. Dessa forma não são representados os parâmetros impedâncias série e shunt no processo de estimação, evitando possíveis problemas numéricos. No que se refere à topologia de rede, a análise de sistemas elétricos consiste em delimitar regiões, na rede elétrica considerada, denominadas “zonas de anomalia”, nas quais são mostradas medidas

e posições dos disjuntores incoerentes. Uma vez delimitadas as referidas regiões, faz-se um melhor detalhamento ao redor das áreas onde as informações obtidas aparentam ser incoerentes, principalmente através da modelagem no nível de subestação, através da qual é possível realizar uma melhor análise da posição dos disjuntores.

Também em 1998, com base na extensão do método dos resíduos normalizados, [7] propuseram o método dos multiplicadores de Lagrange normalizados, no sentido de identificar erros de topologia de redes de forma similar ao processamento de erros em dados analógicos através do emprego de resíduos normalizados de medida. A capacidade de identificar erros de topologia foi alcançada através da modelagem da posição dos disjuntores, como restrições operacionais, em problemas de estimação de estados.

Foi apresentado por [8] um algoritmo para identificação de erros de topologia, baseado em multiplicadores de Lagrange normalizados e no teorema de Bayes, capaz de processar redes modeladas no nível de subestação, através da representação explícita de ramos de impedância zero. A metodologia, de operação em tempo real, consiste de testes de hipótese, onde o conjunto de dispositivos chaveáveis é examinado pela magnitude dos multiplicadores de Lagrange normalizados e dividido em dois subconjuntos, sendo um de situações suspeitas e outro de situações consideradas verdadeiras. O teste do cosseno, baseado na interpretação geométrica dos multiplicadores de Lagrange faz parte da composição da técnica, melhorando sua eficiência.

Ainda sob a proposição de [9], o procedimento de testes de hipóteses, baseado no teorema de Bayes e no processamento de erros de topologia, via multiplicadores de Lagrange normalizados, foi aplicado à estimação de estados generalizada, a qual é conduzida em dois estágios. No primeiro estágio, os procedimentos convencionais relacionados à modelagem barra-ramo são realizados e se um determinado erro é detectado, a área que contempla o referido erro passa para o segundo estágio, onde é detalhada através da modelagem ao nível do barramento da subestação. No segundo estágio a estimação de estados generalizada é formulada como um problema de otimização, onde as posições dos disjuntores aparecem como restrições operacionais.

Seguindo a orientação da estimação de estados generalizada, [9] introduziram o método de detecção e identificação de erros de topologia baseado em testes de

colinearidade, os quais envolvem o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições operacionais determinadas pela posição dos disjuntores e as colunas da matriz de covariância correspondente. O método é conceitualmente simples e sua implementação requer baixo esforço computacional.

Considerando que o procedimento proposto por [3] para a modelagem da posição dos disjuntores chaveáveis e a sua aplicação na análise de observabilidade topológica generalizada [1], estão bem fundamentados e foram comprovados em diversos trabalhos publicados na literatura, estes foram adotados como base deste trabalho para a avaliação da inclusão de unidades de medição sincrofasorial na estimação de estados generalizada de sistemas elétricos de potência.

Os métodos dessa dissertação são confrontados com o apresentado por [10], a inclusão de medição sincrofasorial na estimação de estado convencional pode ser realizada de duas formas. A abordagem mais comum que tem sido imposta pelos fabricantes e outras concessionárias consiste em defender uma nova equação de medição de estimação de estado usando o ângulo de fase da tensão. A outra abordagem alternativa é converter o sincrofasor em uma potência complexa equivalente e usar as componentes de potência ativa (MW) e reativa (Mvar) como uma medição calculada independente na estimação de estado. A vantagem da primeira aproximação está na simplicidade da equação de estimação de estado, a qual é linear, da mesma forma que a equação definida para o módulo da tensão, uma vez que o ângulo do fasor pode ser facilmente adicionado dentro da matriz de estimação de estado. A principal desvantagem está relacionada à dificuldade em localizar os erros de medição para as grandezas de ângulo de fase. Além disso, os ângulos de fase estimados e medidos não podem ser facilmente comparados com qualquer outra medida de grandeza independente, tornando, assim, a análise do desempenho da medição mais difícil. Também, de acordo com os autores, a adição da medição do ângulo de fase não acrescenta uma melhoria efetiva na observabilidade e redundância, como o faz o par MW e Mvar.

Não existem referências bibliográficas sobre a aplicação de medição sincrofasorial em estimador de estado generalizado ou observabilidade topológica generalizada. As referências encontradas abordam a medição sincrofasorial diretamente aplicadas ou com a inclusão da medição do ângulo para as aplicações de modelagem convencional da rede na estimação de estados. Nesse sentido, podemos citar um dos trabalhos pioneiros que estabelece a aplicação da medição sincrofasorial na

estimação de estados, na forma de medida direta da corrente e tensão e sua forma de aquisição, proposta por [11]. De acordo com o autor, o estimador de estado utiliza várias grandezas, tais como potência complexa, corrente e tensão, adquiridas de diferentes subestações, e por meio de um procedimento iterativo e não linear, calcula o estado do sistema de potência. O vetor de estado é uma coletânea de fasores de tensão de todas as barras do sistema e o intervalo de tempo, desde que a primeira medida é recebida até o instante em que os vetores de tensão estão disponibilizados pelo estimador de estado, pode estar na ordem de segundos ou minutos. Devido a essa demora de aquisição das grandezas e de processamento do algoritmo até a sua conversão, os vetores de tensão disponibilizados são no máximo uma média descritiva de um sistema quase em regime permanente. Conseqüentemente os estimadores de estado hoje disponíveis nos centros de controle estão restritos somente a aplicações em regime permanente. Agora considere a medição da tensão de sequência positiva pelas unidades de medição sincrofasorial. Se as tensões em todas as subestações do sistema são diretamente medidas, nenhuma estimação do vetor de estado seria necessária. A mesma medição do sincrofasor da corrente de sequência positiva poderia ocorrer, levando-se assim, a um estimador de estado linear pela multiplicação dessa corrente com a tensão. Além de um estimador de estado muito simplificado, as medidas das grandezas sincronizadas no tempo também poderiam disponibilizar uma possibilidade real de fornecer um estimador dinâmico de estado. Mantendo um fluxo contínuo de dados dos fasores das subestações para o centro de controle, a dinâmica do sistema elétrico pode ser monitorada. Com uma medida de fasor em torno de 33,3 à 83,33 milissegundos, pode-se monitorar fenômenos dinâmicos que ocorrem a uma frequência de 0 à 2Hz, os quais são os mais comuns em um sistema elétrico.

É enfatizado em [12], que enquanto as unidades de medição sincrofasorial começam a povoar as subestações, os seus benefícios para aplicação em funções da monitoração dos sistemas de potência estão sendo debatidas. Uma dessas funções é o processamento de erros que comumente está integrado na estimação de estado. Detecção de erros de medição está intimamente relacionada com a redundância da medição nas quais grandezas contendo erros em medidas críticas não conseguem ser detectadas. Entretanto essas medições podem ser transformadas em medições redundantes pela adição de umas poucas unidades de medição sincrofasorial em

locais estratégicos. Neste trabalho, os autores mostram que com umas poucas medições sincrofasoriais, a detecção de erros de medição e a capacidade de identificá-los, em um determinado sistema, podem ser grandemente incrementadas. São descritos os algoritmos de localização dos erros e são demonstrados os casos estudados em diferentes tamanhos de sistemas teste.

Foi elaborado por [13] um projeto para desenvolver o protótipo de um sistema de medição sincrofasorial e sua aplicação para monitorar e controlar a operação de sistemas de potência. Uma revisão do estado da arte, apresentado nesse trabalho, prevê o ponto de partida para o projeto. Um simulador do sistema de medição sincrofasorial, desenvolvido para identificar as funcionalidades e especificar os componentes do sistema, é apresentado. O protótipo, formado por três unidades fasoriais de medição e um concentrador de dados, é integralmente descrito. Finalmente é detalhado o estudo preliminar de várias aplicações a serem implementadas como parte do projeto.

1.6 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos e critérios para definir o planejamento do sistema elétrico de potência, as condições adversas a que esse sistema fica exposto, a atual configuração do sistema com a inclusão de autoprodutores, produtores independentes e iniciativa privada e, finalmente, a forma de operação do sistema elétrico atual sobre o qual será verificada a influência da medição direta do ângulo das tensões das barras para o estimador de estado.

O Capítulo 3 descreve a operação do sistema de potência em tempo real no qual é aplicado o estimador de estado. Nesse ambiente é mostrado o motivo da conceituação dos erros em pequenos e grandes utilizando o resultado da tecnologia atual da medição dos registradores de perturbação. São também descritas as principais funções e aplicações de um estimador de estado e a estrutura do centro de operação da Copel.

O Capítulo 4 introduz a conceituação teórica do estimador de estado.

A conceituação teórica da medição fasorial sincronizada no tempo ou medição sincrofasorial faz parte do Capítulo 5. Nesse capítulo é comentada a norma IEEE 37.118 que define e conceitua a medição sincrofasorial. A tecnologia atual aplicada para a aquisição, concentração e tratamento dos sincrofasores é descrita também

para permitir a compreensão da técnica de medição do ângulo das tensões das barras em relação a uma referência e a medição relativa entre barras.

No Capítulo 6 é descrita a análise clássica da observabilidade de sistemas elétricos por meio da teoria de Grafos.

O Capítulo 7 traz a aplicação da medição sincrofasorial na estimação de estados com a variante generalizada e faz uma comparação do método utilizado nesse trabalho com outro já aplicado em um sistema de potência real.

A aplicação da medição sincrofasorial na análise topológica generalizada da observabilidade e de criticidade é desenvolvida no Capítulo 8. Nesse capítulo é mostrada a teoria envolvida nessas análises e, com o auxílio de um exemplo de três barras e cinco nós, é comprovado o aumento da observabilidade do sistema com a inclusão da medição do ângulo em duas barras, tendo por base os itens desenvolvidos no Capítulo 5.

No Capítulo 9, com o auxílio de parte do sistema real da Copel, são utilizados dados reais retirados do sistema SCADA, para serem feitas as simulações e analisados os resultados da teoria apresentada neste trabalho.

No capítulo 10 estão apresentadas as conclusões gerais.

Também fazem parte deste trabalho os Anexos, os quais contêm teorias básicas e informações complementares de apoio, que permitem uma melhor compreensão do tema exposto neste trabalho.

2 O Sistema Elétrico de Potência

2.1 Introdução

O propósito desta introdução é estabelecer elementos e critérios básicos para definir um sistema elétrico de potência sobre o qual será tratado o impacto da inclusão de unidades de medição fasorial na estimação de estados de sistemas elétricos de potência. A referência [14] é extensamente utilizada nesse Capítulo.

Qualquer que seja o tamanho de um sistema elétrico de potência ou qualquer que seja a sua estrutura ele certamente tem:

- Três fases em corrente alternada, tendendo a operar em uma tensão e uma frequência constantes.
- Equipamentos como geradores e transformadores, bem como linhas de transmissão, conseqüentemente, serão trifásicos.
- Cargas industriais trifásicas e equilibradas e as cargas residenciais e comerciais distribuídas entre as fases e, assim, artificialmente equilibradas.
- Sistema de geração composto, principalmente, por máquinas hidráulicas e térmicas.
- Sistema de transmissão será composto por linhas de transmissão de longas, médias e curtas distâncias para integrar as áreas de carga com diferentes níveis de tensão de operação.

O sistema elétrico de potência pode ser dividido em:

- Geração;
- Transmissão;
- Distribuição.

O sistema de geração opera, geralmente, com tensão na ordem de 13,8 kV e injeta potência ativa e reativa nas barras do sistema de transmissão, que opera com tensões a partir de 230 kV com fluxo de grandes blocos de energia. Conectado ao sistema de transmissão, através de transformadores interligadores, o sistema de subtransmissão opera com tensões menores que 230 kV, alimentando os diversos tipos de cargas industriais, residenciais e comerciais.

A figura 2.1 mostra um diagrama elementar de parte de um sistema elétrico de potência.

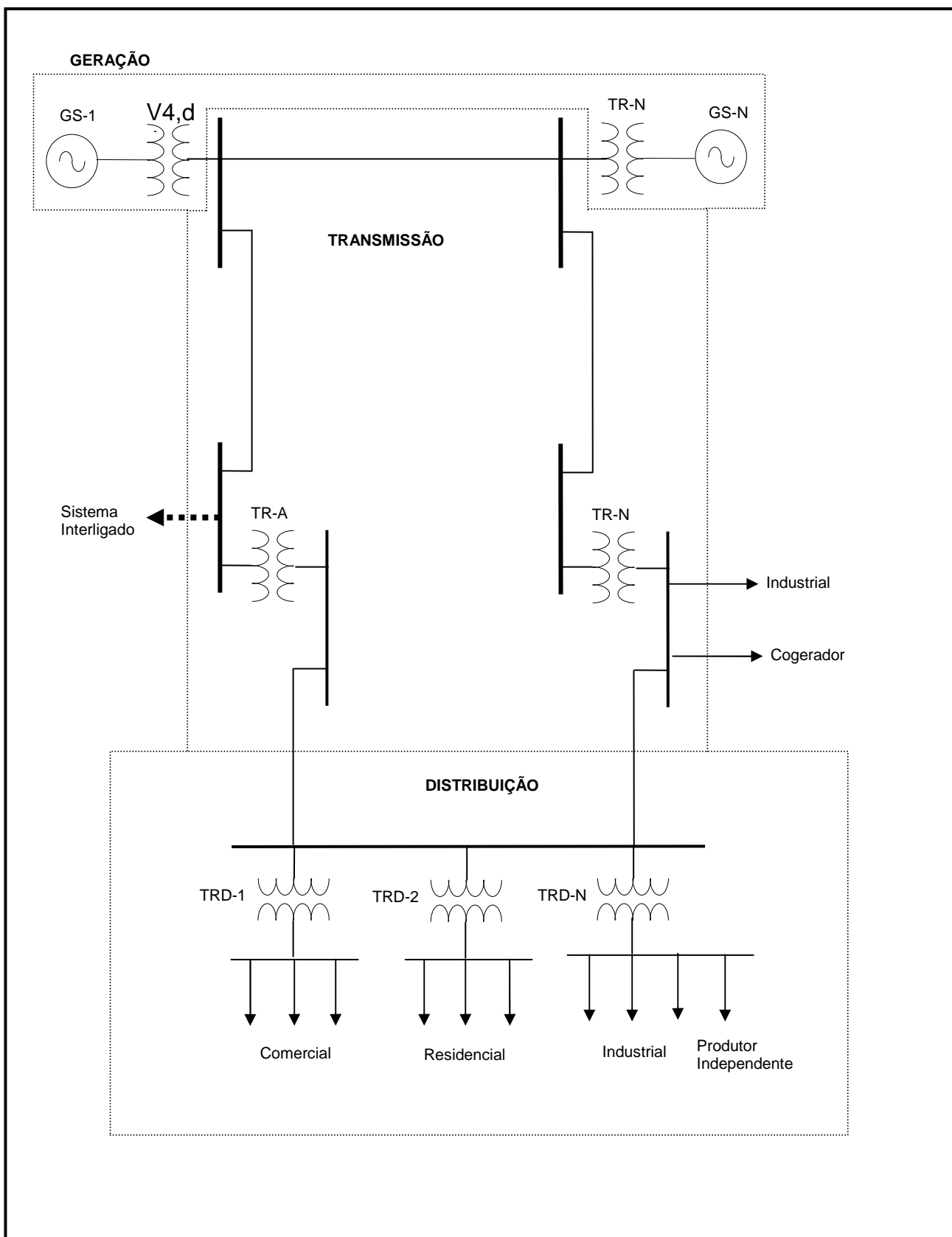


Figura 2-1:Diagrama unifilar de parte de um sistema elétrico de potência.

2.2 Controle do Sistema Elétrico de Potência

A função de um sistema elétrico de potência é converter energia térmica e hidráulica em energia elétrica e transportá-la para os centros de consumo. As vantagens de transmitir e operar um sistema elétrico são as facilidades de controlar este sistema com grande eficiência e confiabilidade, embora não seja possível armazenar a energia elétrica. Esta é uma característica única e específica deste tipo de energia que aumenta muito a complexidade da sua cadeia produtiva, ou seja, a geração, a transmissão e a distribuição, quando comparada com quaisquer outros tipos de energia. As energias ativa e reativa das cargas devem ser supridas pelas fontes primárias a um mínimo custo e dentro de um mínimo impacto ambiental, sem deixar de atender aos fatores de qualidade em termos de frequência, tensão e confiabilidade. Para que isto seja possível, são utilizados vários tipos de controle dos geradores e do sistema de transmissão. Em um sistema de potência existem dispositivos operando diretamente ou individualmente sobre os elementos que o compõem. O controle sobre o acionamento de uma turbina, também denominado máquina primária, afeta a injeção de potência ativa e a frequência no sistema e o controle sobre a excitação do campo de um gerador afeta a tensão e a potência reativa no sistema a que ele está interligado. O controle dos *taps* de um transformador ou do ângulo de um transformador defasador altera, respectivamente, a tensão e o fluxo de potência ativa em determinados pontos de um sistema de transmissão. A figura 2.2 mostra, de forma genérica, a interdependência entre os controles de um sistema de potência e os seus componentes associados. O controle do sistema de geração tende ao equilíbrio entre a potência total gerada e a potência total das cargas, considerando-se as perdas de transmissão, de tal forma que a frequência desejada e o intercâmbio de potência com os outros sistemas sejam mantidos.

O sistema de controle da transmissão inclui dispositivos de controle de potência e tensão, tais como compensadores estáticos de potência reativa, condensadores síncronos, chaveamento de capacitores e reatores, comando de *taps* de transformadores, comando de fase de transformadores defasadores e os controles intrínsecos ao sistema de transmissão em corrente contínua.

Os controles descritos acima contribuem para uma operação satisfatória do sistema de potência, mantendo as magnitudes e ângulos das tensões, frequência e outras

variáveis dentro de limites aceitáveis. Eles também têm uma grande ação no desempenho dinâmico do sistema de potência e na capacidade de contornar, com sucesso, as dificuldades decorrentes de distúrbios. O resultado da ação dos controles está intimamente ligado ao estado de operação do sistema de potência. Quando em condições normais de operação, a ação dos controles mantém o sistema elétrico de forma eficiente, dentro dos valores de tensão e frequência desejados. Quando em condições anormais de operação, estes controles devem levar o sistema de potência à normalidade de operação, que pode operar em patamares diferentes do estado inicial, mas de forma estável.

As maiores falhas do sistema elétrico de potência raramente são o resultado de um simples distúrbio catastrófico que causa o colapso de um sistema aparentemente seguro. Essas falhas acontecem como uma combinação de circunstâncias e eventos, que exigem uma operação acima da capacidade do sistema de potência. Distúrbios naturais severos, tais como tempestades e ventos fortes, falhas de equipamentos, erros humanos e projetos inadequados se combinam para o enfraquecimento do sistema de potência e, eventualmente, levam este a uma repentina e profunda falha de operação que se traduzirá em seu colapso decorrente de aberturas de linhas de transmissão e transformadores em cascata, ilhamentos em subsistemas e perdas de cargas e geração.

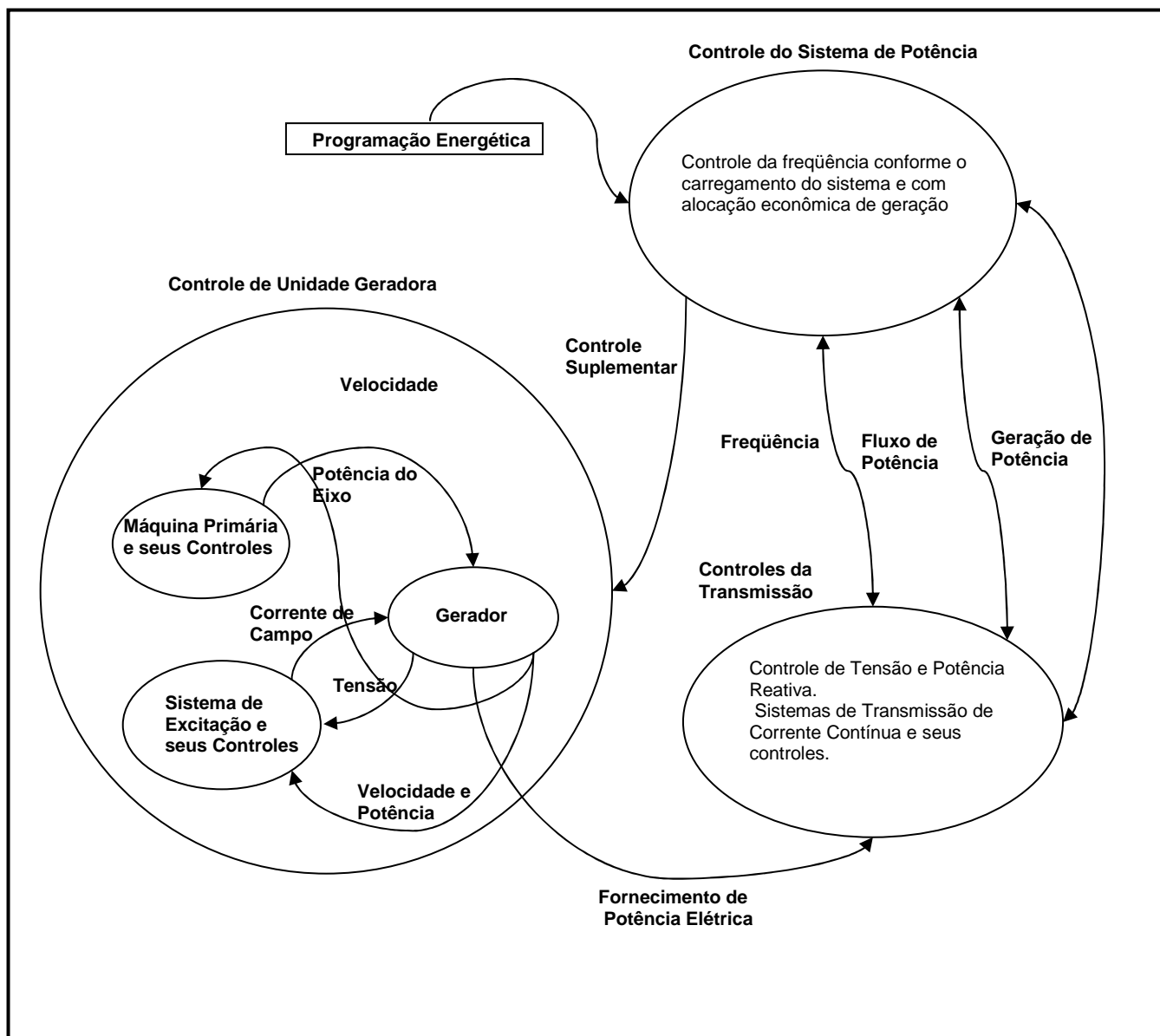


Figura 2-2: Controles de um Sistema de Potência e seus Componentes Associados.

2.3 Estados de Operação do Sistema de Potência e Estratégias de Controle

Com o propósito de analisar a segurança de um sistema de potência e projetar sistemas de controle apropriados, é interessante classificar conceitualmente as condições de operação do sistema elétrico de potência em cinco estados: normal, alerta, emergência, em extremo e restaurativo.

Estado Normal: Todas as variáveis estão dentro da faixa normal de operação e nenhum equipamento está com sobrecarga. O sistema está sendo operado de maneira segura e é capaz de absorver contingências, sem violar nenhuma restrição de operação.

Estado de Alerta: O sistema cai abaixo de um certo limite de adequabilidade ou a possibilidade de um distúrbio aumenta por causa da aproximação de uma condição climática adversa, como, por exemplo, uma tempestade. Neste estado, todas as variáveis do sistema permanecem dentro da faixa aceitável e todas as restrições estão satisfeitas. Entretanto, o sistema foi enfraquecido a um nível em que uma simples contingência pode causar uma sobrecarga em um equipamento, o que colocaria o sistema em um estado de emergência. Se o distúrbio for muito severo, o estado de emergência, resulta diretamente do estado de alerta.

Ações preventivas, tais como alterações no despacho da geração que já está em operação ou a entrada em operação da reserva girante, podem restaurar o sistema ao estado normal de operação. Caso contrário o sistema continuará no estado de alerta.

Estado de Emergência: O sistema entra neste estado se um distúrbio suficientemente severo ocorrer quando o sistema já se encontra em estado de alerta. Neste estado, as tensões em muitas barras estão abaixo da nominal e os carregamentos dos equipamentos excedem o carregamento em curto prazo de emergência. O sistema elétrico ainda está intacto e pode ser restaurado para o estado de alerta pela ação dos controles de emergência, tais como: abertura de elementos do sistema sob falta, controle de excitação, redução de geração e redução de carga.

Se as medidas acima não forem aplicadas ou não forem eficazes, o sistema entrará no estado de extremo. O resultado será aberturas em cascata e possivelmente a

divisão do sistema elétrico. Ações de controle como os esquemas emergenciais de corte de carga e aberturas controladas de interligações, inclusive com ilhamento, devem ser tomadas neste estado, para preservar o sistema de potência.

Em extremo: O sistema elétrico entra em colapso e as ações restaurativas precisam ser executadas para tentar recompor o sistema.

Estado Restaurativo: Representa a condição na qual a ação de controle é executada para recompor o sistema, fechando linhas, restabelecendo geração, interligando sistemas ilhados e alimentando as cargas. O sistema elétrico se move deste estado para o de alerta ou normal.

A caracterização das condições do sistema, descrita acima e mostrada na Fig 2.3, em cinco estados, provê uma estrutura na qual estratégias de controle podem ser desenvolvidas e ações de operação podem ser identificadas para se atuar de forma eficaz em cada estado.

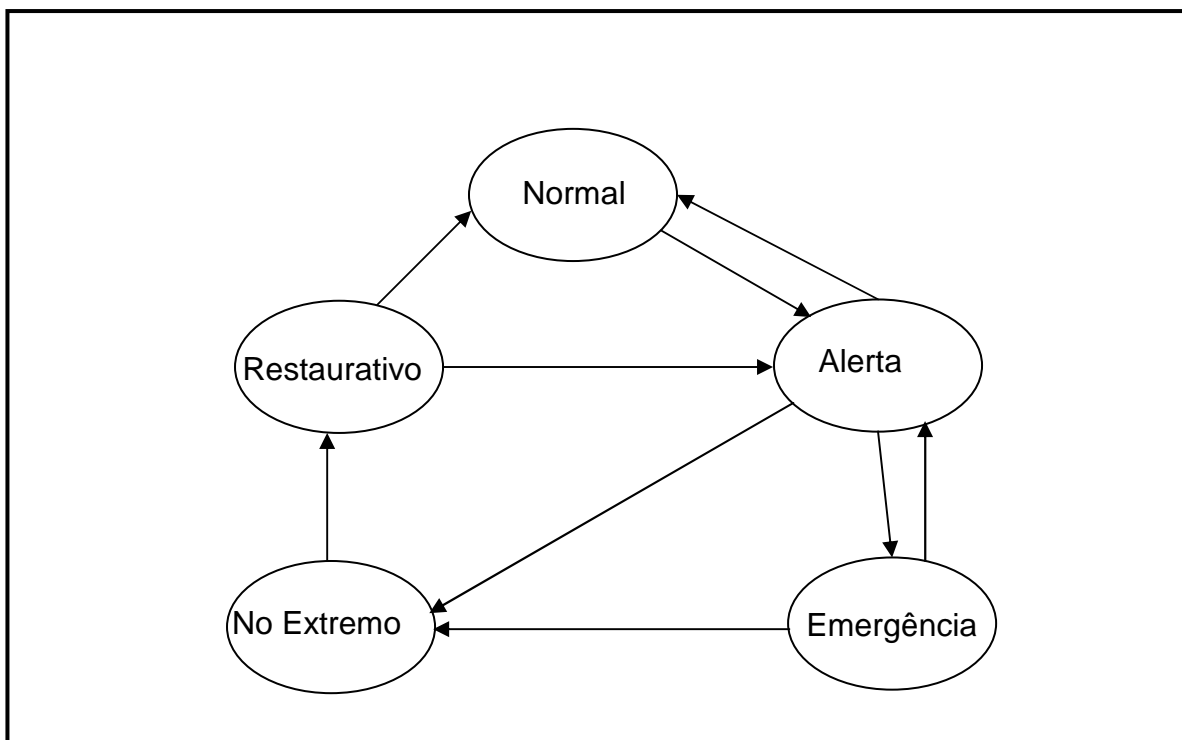


Figura 2-3: Estados de operação de um sistema de potência e suas possibilidades de evolução.

Para um sistema de potência que tenha sofrido um distúrbio e que tenha avançado a um outro estado de operação, os controles existentes, proporcionam ao operador a oportunidade de retornar o sistema ao seu estado de operação normal. Se o distúrbio for pequeno, os controles do sistema de potência são auto-suficientes para conseguir o retorno à operação normal. Entretanto, se o distúrbio for grande o suficiente, haverá a necessidade de intervenção da operação, que, através de reprogramação da geração ou de chaveamento de partes do sistema, levará novamente o sistema ao seu ponto de operação normal.

A filosofia hierárquica existente atualmente no Brasil e que permite realizar, com sucesso, a operação do sistema elétrico de potência e ações que superem as adversidades impostas pelas diversas formas de operação está mostrada na figura 2.4.

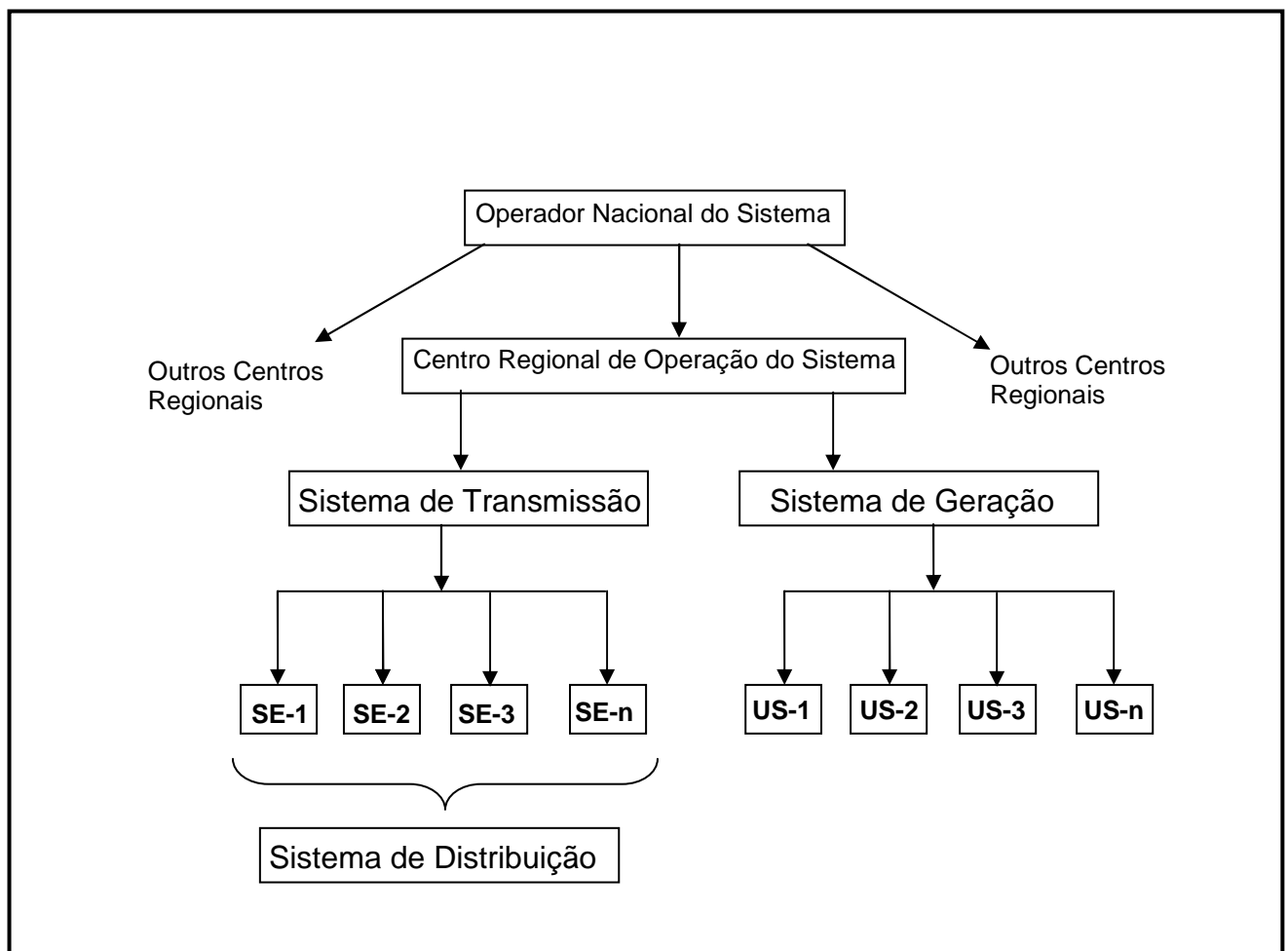


Figura 2-4: Hierarquia genérica de operação do sistema elétrico de potência.

Nesta estrutura hierárquica, existem controladores atuando diretamente nos elementos do sistema, tais como, sistemas de excitação de geradores, turbinas, *taps* de transformadores e conversores de corrente contínua. Estes controladores são supervisionados por outros controladores que englobam regiões sob sua responsabilidade e que coordenam as ações das unidades. Por sua vez, estes controladores dos centros regionais são coordenados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Todo o sistema de controle é altamente distribuído e apoia-se em diferentes tipos de telemedição e em sinais de controle. O sistema SCADA, *Supervisory Control and Data Acquisition*, fornece as informações sobre o estado do sistema. Programas de estimação de estado filtram dados monitorados e mostram o quadro das condições de operação do sistema. O aspecto humano da operação é uma importante conexão em vários níveis no controle hierárquico e em lugares-chaves do sistema. A principal função do operador é monitorar a performance do sistema e gerenciar os recursos disponíveis para uma operação econômica, dentro de parâmetros de qualidade e segurança do fornecimento de energia elétrica. Durante as emergências no sistema, o operador desempenha uma função essencial, coordenando informações relatadas de diversas fontes e desenvolvendo estratégias para restabelecer o sistema a uma operação mais segura.

2.4 Critérios de Planejamento e Operação para a Estabilidade da Operação do Sistema de Potência

Para um serviço de fornecimento de energia confiável, o sistema elétrico principal denominado de tronco, deve permanecer intacto e ser capaz de suportar uma ampla variedade de distúrbios. Para isso, é essencial que o sistema elétrico seja projetado e operado de forma tal que as contingências mais prováveis sejam sustentadas sem perda de carga, exceto aquela envolvida diretamente com o defeito, e tal que a mais adversa contingência não resulte em uma interrupção de carga descontrolada, que se espalhe ao longo do sistema, ocorrendo interrupções em cascata.

O *blackout* de novembro de 1965 no nordeste dos Estados Unidos e que atingiu a região de Ontário no Canadá, teve um impacto profundo no setor elétrico, principalmente dos Estados Unidos. Muitas questões foram levantadas, tais como os critérios de planejamento e operação do sistema elétrico. Isto levou à formação do *National Electric Reliability Council* (NERC). O propósito do NERC foi aumentar a

confiabilidade e adequabilidade do sistema tronco do sistema elétrico de potência da América do Norte. O conselho principal é composto por nove conselhos regionais de confiabilidade e incorpora virtualmente todo o sistema elétrico dos Estados Unidos e Canadá. Critérios de confiabilidade para planejamento do sistema e sua operação têm sido estabelecidos por cada conselho regional. Desde que existem diferenças geográficas, de cargas e fontes, os critérios diferem de região para região. O uso desses critérios assegura que, para as mais freqüentes contingências do sistema, o sistema irá, pelo menos, passar do estado normal para o estado de alerta, ao invés de ir para um estado mais severo como o de emergência ou de extremo. Quando o sistema entra no alerta, após uma contingência, os operadores podem tomar ações que resultam no retorno do sistema ao estado normal.

O exemplo a seguir foi retirado dos procedimentos do *Northeast Power Coordination Council* (NPCC) com o intuito de listar alguns procedimentos e critérios que podem ser considerados no conceito de um sistema estável.

- Planejamento para Contingências Normais:

O critério requer que a estabilidade do sistema tronco de potência seja mantida durante e após a mais severa das contingências especificadas abaixo, considerando-se um defeito permanente e as facilidades de religamento dos componentes com defeito. Essas contingências são selecionadas prevendo-se a real e significativa possibilidade de elas ocorrerem devido à grande extensão do sistema elétrico.

As considerações de planejamento para contingências normais são:

- Faltas trifásicas permanentes em geradores, linhas de transmissão, transformadores ou barramentos, com atuação correta e em tempo aceitável das proteções e com considerações das facilidades de religamento manual
- Faltas monofásicas permanentes simultâneas e em diferentes fases de circuitos adjacentes com atuação correta da proteção.
- Faltas monofásicas em linhas de transmissão, geradores, transformadores ou barramentos com retardo de atuação da proteção ou de recusa de abertura de disjuntor.
- Perda de qualquer elemento que compõe o sistema de transmissão por erro de manobra ou abertura por ação humana involuntária.

- Perda simultânea de ambos os pólos de um circuito de corrente contínua.

O critério requer que se considere que em qualquer das contingências acima a estabilidade seja mantida, assim como sejam mantidos os limites de operação com relação à tensão e ao carregamento dos equipamentos remanescentes.

A condição inicial, antes da ocorrência de qualquer defeito, é que todos os equipamentos devem estar operando normalmente e que, após o distúrbio, os geradores em operação assumam a carga excedente e que os limites térmicos dos demais equipamentos do sistema suportem, pelo tempo permitido, os fluxos de potência redistribuídos.

- Planejamento para Contingências Em Extremo:

As considerações para contingências em extremo reconhecem que um sistema elétrico tronco pode estar sujeito a eventos que excedam em severidade o planejamento para contingências normais. O objetivo é determinar os efeitos de contingências extremas na performance do sistema em ordem para obter a avaliação da robustez do sistema e a extensão dos efeitos cascata mesmo sabendo-se que estas contingências extremas têm poucas possibilidades de ocorrerem. Após uma análise e considerações das contingências extremas, medições devem ser utilizadas, onde for apropriado, para reduzir a frequência da ocorrência de tais contingências ou para minimizar as conseqüências que são indicadas como resultado da simulação de tais contingências.

As contingências em extremo incluem as seguintes possibilidades:

- Perda da totalidade de geração de uma usina.
- Perda da totalidade das linhas de transmissão que conectam uma usina, subestação de transmissão ou de carga.
- Perda de linhas de interligação.
- Falta trifásica permanente em um gerador, linha de transmissão, transformador ou barra, com recusa de atuação de proteção.
- A perda de grandes blocos de cargas em grandes centros de consumo.
- O efeito de oscilações severas em sistemas interconectados por linhas de transmissão de corrente alternada ou contínua.

- Falha de um esquema especial de proteção tal com rejeição de carga, corte de carga ou transferência de disparo de proteção.

- Planejamento para Estabilidade do Sistema:

O planejamento de um grande e interconectado sistema de potência para garantir uma operação estável a um custo mínimo é um problema muito complexo. Os ganhos econômicos a serem alcançados com a solução deste problema são enormes. Um sistema de potência é um processo multivariado de ordem elevada operando em um ambiente que se altera constantemente. Em função da grande dimensão e complexidade deste processo é importante assumir simplificações e analisar problemas específicos usando o grau correto de detalhamento da representação do sistema. Isto requer uma grande quantidade de características do sistema como um todo, assim como, individualmente, dos elementos que o compõem.

O sistema deve ser modelado e simulado em todos os pontos de conexão. Análise de estabilidade inter áreas e intermáquinas devem ser avaliadas e solucionadas com as técnicas utilizadas em controle de sistemas de potência.

Para ilustrar a necessidade dos estudos de estabilidade no planejamento do sistema elétrico, podemos citar o exemplo clássico da transferência de potência apresentado em [14]. Considerando a Figura 2.5, na qual está representado um gerador conectado através de uma reatância (X_e) a uma barra infinita, temos que a potência ativa transmitida da barra A para a barra B é dada pela fórmula:

$$P = (E_A \cdot E_B / X_e) \cdot \sin \delta \quad (2.1)$$

sendo E_A a tensão da barra do gerador, E_B a tensão na barra de conexão, X_e a reatância de conexão entre as duas barras e δ o ângulo de abertura entre as tensões mencionadas.

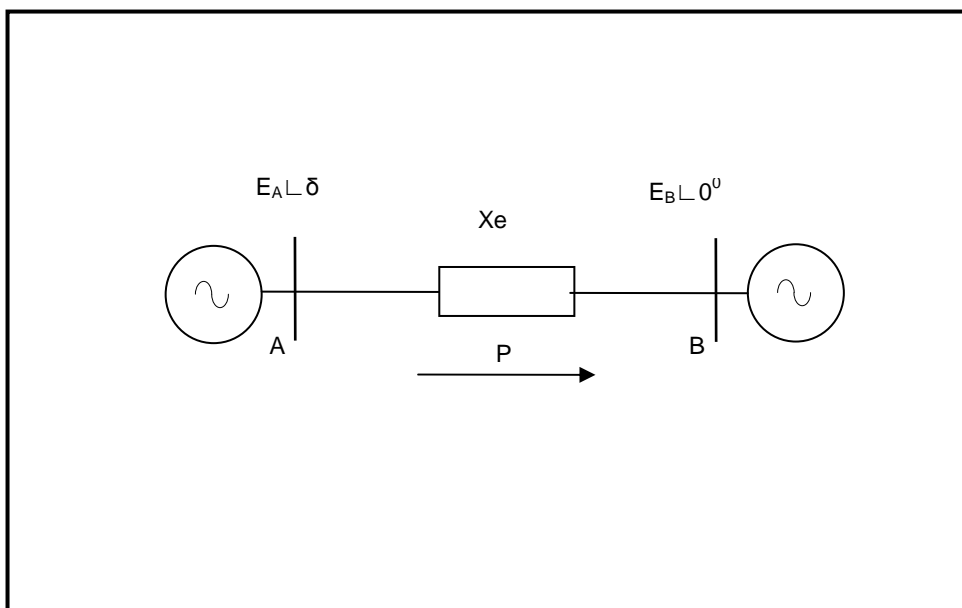


Figura 2-5: Gerador conectado a barra infinita.

A Figura 2.6 mostra a curva característica da potência gerada em função do ângulo entre a tensão do gerador e a barra da conexão. A figura ilustra a alteração da impedância da conexão de 1.2 pu (X_1) para 1.5 pu (X_2), que exemplifica a redução da capacidade de transferência de geração nesse caso. Portanto, uma situação de perda de linha em paralelo ou mesmo a não observação do critério da menor impedância de conexão possível, gera uma redução bastante acentuada na capacidade de transmissão. Também fica visível que a operação do gerador ficará mais próxima do limite de estabilidade, situação em que, com a abertura angular muito grande, permitirá a oscilação e conseqüentemente a saída de serviço deste na ocorrência de alguma perturbação no sistema elétrico.

Ressalte-se que a medição em tempo real do ângulo de abertura δ entre a tensão da barra do gerador e a tensão da barra de conexão através de sincrofasores (PMU) evita que se opere o gerador muito próximo do ângulo crítico de estabilidade. A disponibilidade desta medição propicia que, por meio manual ou através de esquemas especiais, incremente-se a margem permissível de potência disponível a ser gerada.

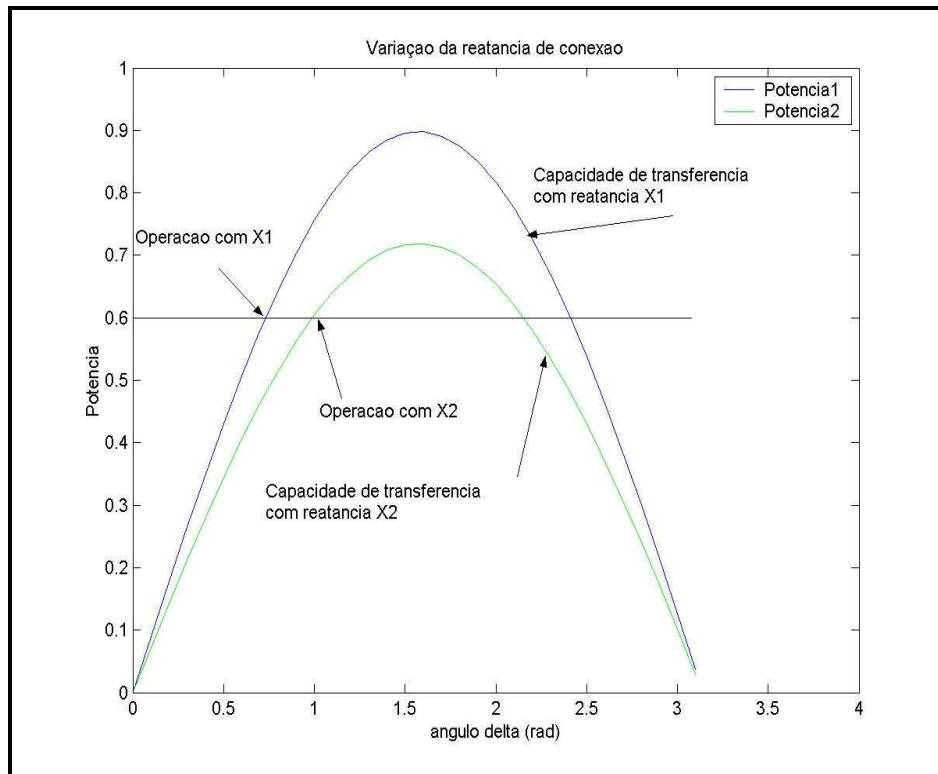


Figura 2-6: Curva da potência gerada em função da abertura angular (delta).

A Figura 2.7 mostra como são classificados os estudos de estabilidade de sistemas de potência.

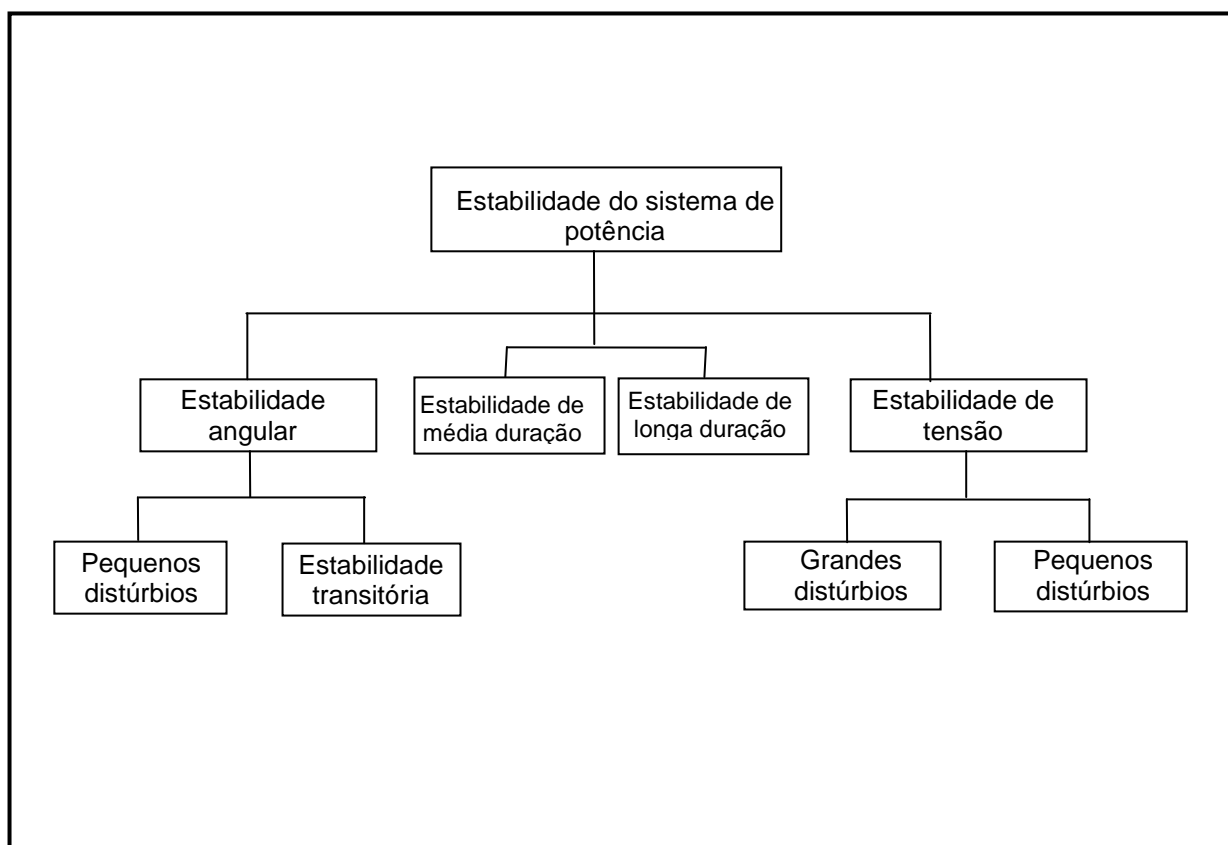


Figura 2-7: Diagrama simplificado de análise de estabilidade do sistema elétrico.

2.5 Considerações Finais do Capítulo

O planejamento de um sistema elétrico de potência é fundamental para a sua operação estável, mesmo quando da ocorrência de vários distúrbios simultâneos. Conhecer o sistema e suas várias formas de operação é prioridade para os operadores do sistema elétrico. Ter um entrosamento entre os vários níveis hierárquicos representa a diferença entre o sucesso de uma recomposição do sistema e um agravamento de um “blackout”, diante de uma operação em emergência. Os sistemas de controle devem ter bom desempenho para que os mesmos auxiliem a manutenção da operação normal e atuem eficientemente diante de uma operação de alerta ou de emergência. Os operadores necessitam de um bom e confiável sistema de supervisão.

3 O Sistema Supervisório e de Aquisição de Dados

3.1 Introdução

Como já salientado no capítulo 2, o sistema elétrico necessita ser monitorado constantemente. As ferramentas, os equipamentos e os métodos atuais de construção digital permitiram uma grande evolução no monitoramento em tempo real do sistema. Os operadores estão cada vez mais equipados com ferramentas que permitem uma visão mais confiável das informações que chegam, por exemplo, através de fibra óptica, de subestações remotas e permitem tomar decisões em tempo real salvaguardando a operação do sistema com a qualidade atualmente exigida.

3.2 Operação do Sistema de Potência em Tempo Real

Considerando a complexidade e as dimensões de um sistema elétrico de potência e a sua dinâmica, devido aos defeitos a que está exposto, e a solicitação de atendimento à variação da carga imposta, conforme exposto no item anterior, fica explícita a necessidade de um sistema de supervisão e de aquisição de dados confiável deste sistema de potência. O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), utilizado em centros de operação do sistema (COS), provê ferramentas computacionais que podem ser utilizadas para proteger a integridade do sistema elétrico e permitir a operação eficiente do sistema. Através dos programas desenvolvidos para o sistema SCADA, o operador tem um conhecimento amplo do comportamento do sistema elétrico em tempo real e é capaz de examinar e prever o estado futuro a que está sujeito este sistema. Os sistemas supervisórios disponibilizam os valores medidos de tensão, corrente, potência ativa e reativa, posição dos *taps* dos transformadores e estado dos disjuntores e seccionadoras em cada circuito de todas as subestações que compõem o sistema elétrico supervisionado. Possibilitam, também, aos operadores, análises da rede elétrica, análises de contingências, análise dos níveis de curto-circuito e análises de otimização de despacho de carga. Esses conjuntos de dados adquiridos permitem uma visualização e um conhecimento do estado do sistema de potência que leva à sua operação segura e com qualidade no fornecimento da energia elétrica. Além de permitir o armazenamento do histórico do desempenho do sistema para uma análise

pós-operação, também fornece subsídios para o planejamento futuro e melhorias na operação.

Aliado aos sistemas computacionais desenvolvidos para os centros de operação do sistema, a aplicação de equipamentos de proteção, comando e medição digitais nas subestações proporcionou uma melhor qualidade na aquisição de dados em tempo real das grandezas elétricas e da topologia do sistema elétrico e graças à construção de redes de comunicação com a tecnologia de fibra ópticas embutidas nos cabos pára-raios das linhas de transmissão, cuja sigla OPGW significa *Optical Ground Wire*, foi possível conectar através de redes “Ethernet” o sistema de aquisição de dados com o COS. As redes de comunicação dedicadas permitiram uma melhora sensível na aquisição de dados com maior rapidez e confiabilidade, disponibilizados pelos equipamentos digitais de medição nas subestações, para os centros de operação, melhorando o desempenho do estimador de estado. Concomitantemente, a referência de tempo comum proporcionada pelo sistema GPS (*Global Positioning System*), permitiu referenciar as medidas, o estado de disjuntores e atuação de proteções do sistema elétrico em uma mesma base de tempo, possibilitando, por exemplo, a medição do ângulo das tensões das barras das subestações, medição sincrofasorial por meio do *Phasor Measurement Unit* (PMU) e a seqüência de eventos (SOE - *Sequence of Events*), quando da ocorrência de defeitos no sistema elétrico envolvendo várias subestações. A conjunção da aplicação dessas tecnologias permitiu que as ferramentas ligadas à monitoração e análise de segurança mantenham ou retornem o sistema elétrico a uma operação segura, devido à maior observabilidade proporcionada, independentemente das dificuldades da operação do sistema elétrico. Assim, o objetivo do controle de segurança, que é manter o sistema de potência operando, sem sobrecargas, e atendendo os consumidores, em qualquer condição de operação com qualidade, pode ser atingido.

A avaliação da segurança da operação é realizada mediante duas funções básicas, que são a Monitoração da Segurança e a Análise da Segurança. O desempenho dessas funções depende da disponibilidade de informações confiáveis a respeito do ponto de operação atual do sistema, sendo essencial a atualização em tempo real. A função encarregada de desempenhar esse papel é a estimação de estados [15].

3.3 Estimação de Estados em Sistemas de Potência

Estimação de estado é o processo de se determinar o valor para uma variável de estado, baseado em medições do sistema e de acordo com algum critério definido. Usualmente, o processo envolve medições imperfeitas e redundantes e o processo de estimação dos estados do sistema é baseado em critérios estatísticos que avaliam o valor mais provável em relação ao valor real das variáveis de estado, minimizando ou maximizando o critério selecionado [16].

Um critério comumente usado é a minimização da soma dos quadrados das diferenças entre os valores estimados e os reais, isto é, medidos, de uma função. Esse critério é mais conhecido como o método dos mínimos quadrados ponderados. A estimação de estado pode ser aplicada para o sistema elétrico na condição de regime permanente ou na condição de regime transitório. No escopo deste trabalho a estimação de estado se limitará ao regime permanente.

Em um sistema de potência o conceito de estado é fundamental. O estado de um sistema é representado por uma mínima quantidade de informação sobre o sistema, em qualquer instante de tempo t_0 , de forma tal que o seu futuro comportamento possa ser determinado sem a referência às entradas antes de t_0 . Considerado-se a operação em regime permanente do sistema, para o problema de estimação de estados, as variáveis de estado são definidas como o módulo e ângulo das tensões em todas as barras do sistema. A partir destas e com o conhecimento dos parâmetros da rede, é possível determinar as demais variáveis de interesse do sistema, como injeções de potência ativa e reativa nas barras, fluxos de potência ativa e reativa, corrente, etc.

São necessárias medições para se avaliar o desempenho do sistema em tempo real, assim como para a análise de segurança e para permitir que o despacho econômico fique dentro das restrições impostas.

As entradas de dados de um estimador são as medições aquisitadas do sistema, conforme projeto de cada subestação. Essas entradas podem ser medidas de magnitude de tensão, fluxo de potência ativa e reativa, fluxo de corrente, posição de chaves e disjuntores e *taps* de transformadores e, mais recentemente, medições de sincrofasores que fornece as medidas de ângulo de tensão por meio das PMUs. Esses dados de entrada estão sujeitos a erros. O estimador de estado é projetado para produzir “a melhor estimativa” das tensões e respectivos ângulos de fase,

considerando que existem erros nas grandezas medidas e que pode haver medições redundantes.

Os dados de saída do estimador são disponibilizados aos operadores dos centros de operação do sistema para a operacionalização de um despacho seguro e com qualidade em tempo real e no aprimoramento do controle do sistema [15].

3.4 Características da Estimação de Estado em Sistemas de Potência

A monitoração dos fluxos de potência e das tensões, com seus respectivos ângulos, em sistemas de potência é muito importante na manutenção da segurança do sistema. Pela simples verificação de cada valor medido com seu limite, os operadores observam onde existem problemas no sistema e podem adotar as medidas corretivas para aliviar linhas e transformadores sobrecarregados e corrigir tensões que estejam fora da faixa de operação.

Na monitoração de um sistema, podem ser encontrados erros de medição. Na literatura é normalmente empregado o termo “erro grosseiro” quando se refere às medidas incorretas aquisitadas no sistema, porém uma classificação de erros de medidas que melhor representa o que realmente ocorre nas medições de grandezas do sistema elétrico de potência proposta agora, neste trabalho, é a seguinte:

a- Pequenos:

- Erros de calibração dos sistemas de automação que empregam o conceito de remotas distribuídas.
- Tempo de varredura do sistema de aquisição de dados das remotas.
- Utilização de transformadores de corrente de proteção com classe de exatidão de 10% para medição e a disponibilização dessa medição pela automação integrada ao “firmware” dos relés digitais de proteção. Considera-se, na prática, uma medição aceitável, aquela cujo valor está entre 20% a 120% do valor da corrente nominal do TC.

Para ilustrar o exposto acima, pode-se tomar, como exemplo, a oscilografia da figura 3.1, a qual mostra a medição de corrente dos circuitos Praia de Leste 138 kV (PLE 138 kV) e Paranaguá II 138kV (PGA II 138kV) da subestação Posto Fiscal (SE PFL) da Copel. Ambos os circuitos utilizam, para a medição de corrente, a relação de

1200/5 A do enrolamento secundário de proteção do transformador de corrente. Assim, verifica-se na figura 3.2 que as correntes de fase medidas do circuito PLE 138kV estão bem abaixo do valor de 240 A que seria o limite inferior de uma medida válida para esta situação. Verifica-se também, para este circuito, que a corrente de neutro medida excede os 10% de desequilíbrio considerados admissíveis para um sistema elétrico de potência. Pela análise de harmônicas da figura 3.3 nota-se a quantidade de ruído presente na medição, cujo valor total supera, em muito, o valor da fundamental. É importante salientar que o conversor analógico-digital (A/D) dos equipamentos de medição apresenta, no início de escala, o maior valor de erro de fundo de escala.

A medição de fase do circuito PGA II 138 kV está mais próxima do limite de 240 A, conforme mostrado na figura 3.4, apresentando uma forma de onda de 60Hz melhor definida e com maior exatidão. A corrente de neutro está abaixo dos 10% aceitáveis.

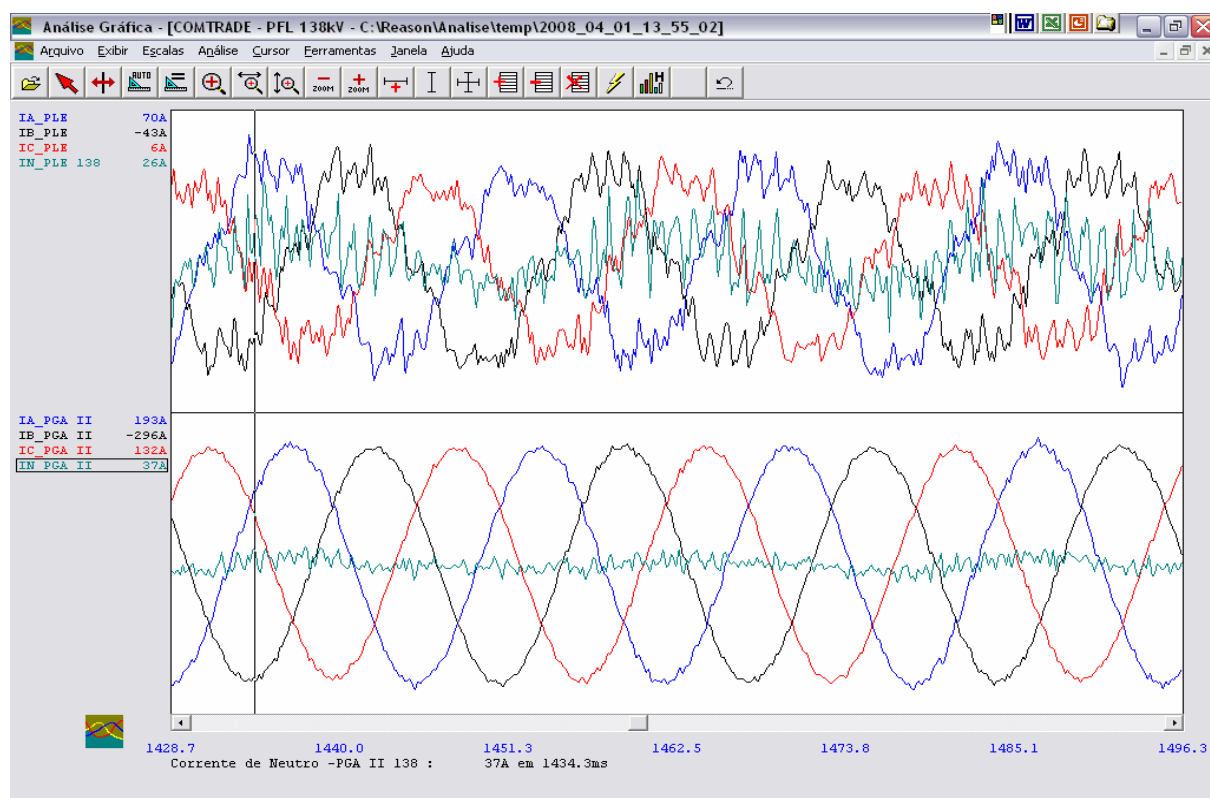


Figura 3-1: Oscilografia das correntes de fase e neutro dos circuitos PLE 138 kV e PGAI 138 kV da SE PFL.

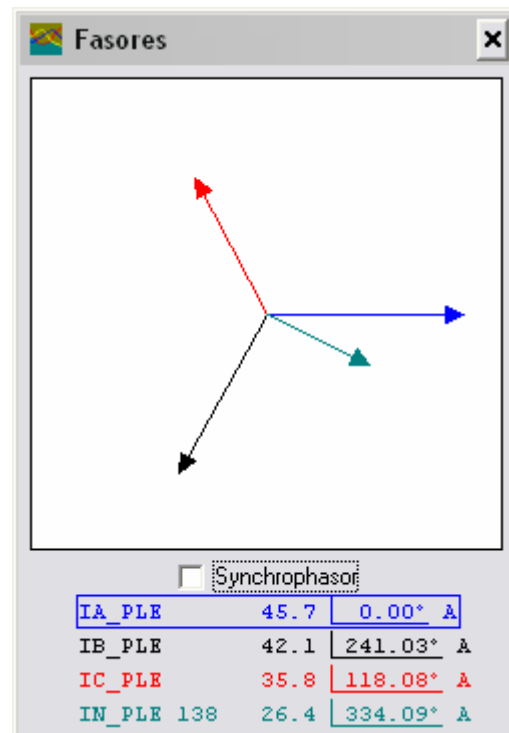


Figura 3-2: Fasores das correntes de fase e de neutro do circuito PLE 138 kV da SE PFL.

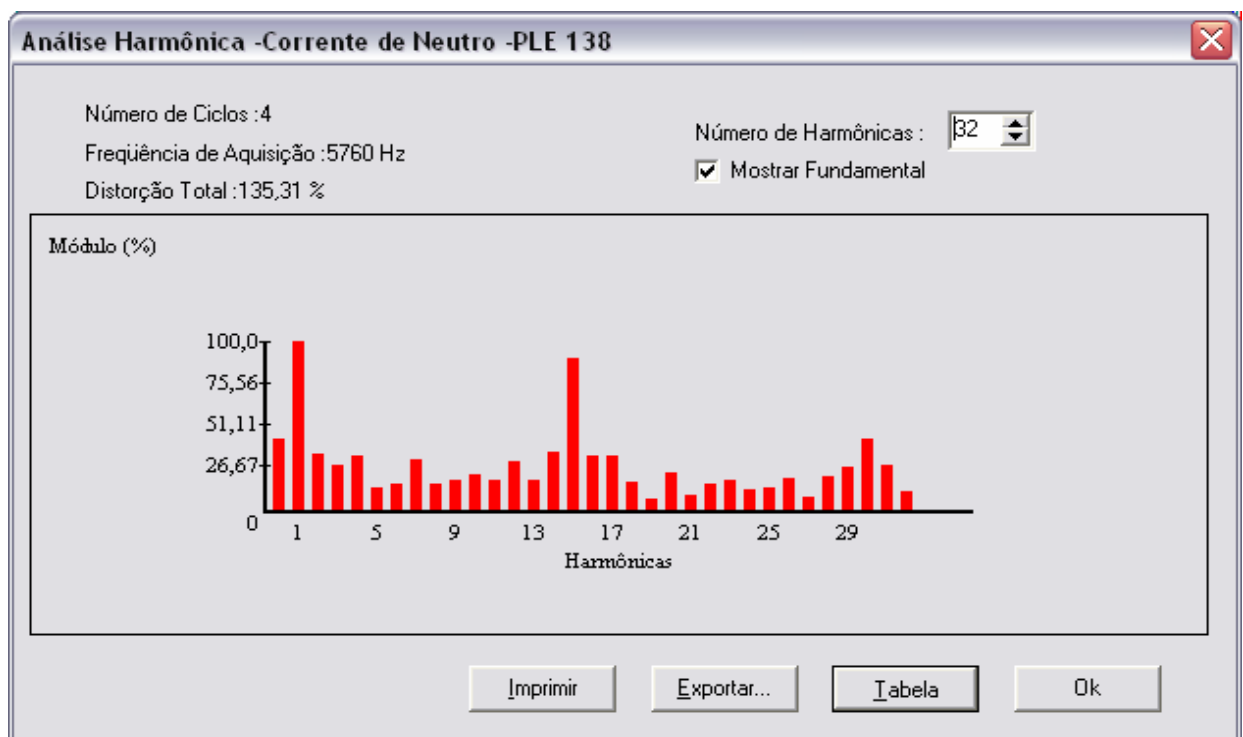


Figura 3-3: Análise espectral da corrente de neutro do circuito PLE 138 kV da SE PFL.

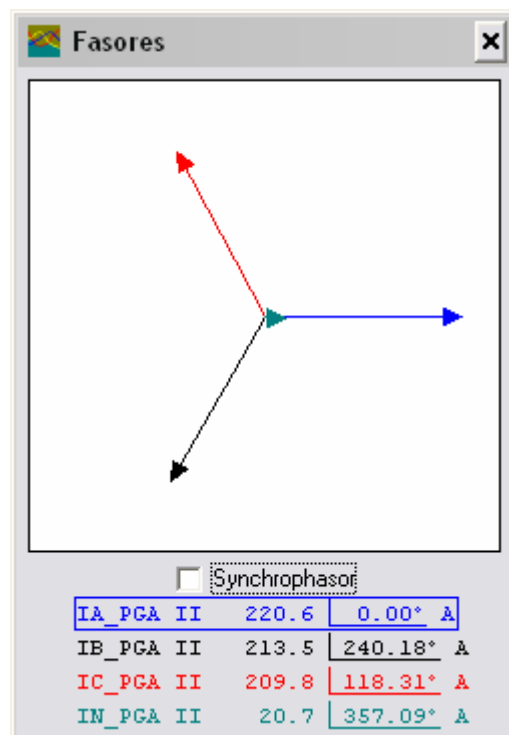


Figura 3-4: Fasores das correntes de fase e de neutro do circuito PGA II 138 kV.

Se os erros são pequenos, podem não ser detectados e causar má interpretação dos resultados. Uma das consequências pode ser a violação do limite térmico de equipamentos ou de linhas de transmissão, que estiverem operando no limite de sua capacidade máxima, isto é, com sobrecarga. Um exemplo típico desta situação é quando uma linha de transmissão está operando em regime de emergência por contingências do sistema. Um erro de medição pequeno não detectado, nas grandezas desta linha pode, por exemplo, levar ao aumento da sua flecha e aproximar uma das fases desta linha de transmissão com outros circuitos que atravessam a sua faixa de servidão, provocando um curto-circuito entre fases de circuitos diferentes, muito difícil de ser localizado e que expõe ao risco pessoas que estejam próximas. Perde-se, assim, uma importante conexão do sistema em um ponto de operação crítico, que pode levar o sistema neste local a operar em situação de risco de corte de carga por um tempo longo, pois o pessoal de manutenção de linhas deve percorrer toda a sua extensão, antes de tentar fazer um religamento manual da linha.

Outro exemplo em que um erro de medição pequeno pode causar problemas no desempenho do sistema elétrico, quando da abertura de uma linha importante e conseqüente sobrecarga nas linhas remanescentes, pode ser verificado no texto

reproduzido abaixo, de forma parcial, do relatório final [17] do *blackout* de 04 de novembro de 2006, ocorrido na Europa.

Considerando que existem muitos termos técnicos e jargões comuns ao setor de sistema de potência, o texto abaixo não foi traduzido para não distorcer o seu conteúdo.

“FINAL REPORT - SYSTEM DISTURBANCE ON 4 NOVEMBER 2006, Page 6 and 7/84”

“Two main causes

Non fulfilment of the N-1 criterion

After manual disconnection of the double-circuit 380 kV Conneforde-Diele line (E.ON Netz), the N-1 criterion was not fulfilled in the E.ON Netz grid and on some of its tie-lines to the neighbouring TSOs. Moreover, the resulting physical flow on the 380 kV Landesbergen (E.ON Netz)-Wehrendorf (RWE TSO) line - being in operation - was so close to the protection settings at the Wehrendorf substation (RWE TSO) that even a relatively small power flow deviation triggered the cascade of line tripping. This occurred when E.ON Netz did not undertake proper countermeasures to reduce the flow on this line.

Insufficient inter-TSO co-ordination

The initial planning for switching-off the double-circuit 380 kV Conneforde-Diele line scheduled for 5 November from 01:00 to 5:00 was duly prepared by the directly involved TSOs (E.ON Netz, RWE TSO and TenneT). However, the change of the time for this switching maneuver was communicated by E.ON Netz to the other directly involved TSOs at a very late moment; it was also not sufficiently prepared and checked in order to ensure the secure operation of the system in this area after the switching-off. No specific attention was given by E.ON Netz to the fact that the protection devices have different settings on both sides of the Landesbergen-Wehrendorf line although this information was critical due to the very high flow on this line.”

b- Grandes:

- Inversão de fiação de conexão de transformadores de corrente (TCs) ou transformadores de potencial (TPs) afetando o faseamento.
- Polaridade de TCs invertida, principalmente os utilizados na proteção de sobrecorrente de fase de transformadores de potência interligadores, em função dos relés específicos não necessitarem de direcionalidade.
- Fiação dos secundários dos TCs e TPs com alta impedância de contato, isto é com uma impedância série. Este tipo de erro além de alterar em módulo as grandezas medidas de corrente e tensão, também altera o respectivo ângulo.
- Ruído em canal de comunicação serial, como, por exemplo, linha telefônica com modem, leva à perda do envio dos dados de uma subestação inteira.
- Travamento de remotas com conseqüente falha no envio de dados de circuitos de uma subestação.
- Queima de relés digitais com automação incorporada e perda da medição de grandezas.
- Falha do canal de comunicação que conecta a subestação ao COS ou atraso no envio de dados como, por exemplo, nas conexões de redes via satélite. No caso da comunicação por satélite existe a possibilidade de perda do canal em dias de tempestades, quando as nuvens encobrem as antenas dos satélites cortando a comunicação. Nesta situação, a perda das medições da subestação é mais crítica porque podem ocorrer aberturas de circuitos por descargas atmosféricas, que não são percebidas pelos controladores. A única possibilidade de contornar esta situação é colocar um operador de plantão no local quando houver previsão de chuvas intensas. Mas quanto intensa deve ser esta chuva para cortar a comunicação com o satélite?
- Congelamento das medidas por problemas de processamento nas remotas, com os controladores tendo em seu monitor a medida da última varredura.

Erros grandes causam inutilização dos dados medidos. São erros que são mais fáceis de serem notados pela operação do COS. São localizados em determinados circuitos de uma subestação e devem ser imediatamente corrigidos. Em geral, quando há perda da informação dos dados oriundos das subestações, existe um

alarme que substitui os valores numéricos por pontos de interrogação na tela do monitor do operador e, nesta condição, diz-se que as medidas estão interrogadas.

3.5 Princípios do Estimador de Estado em Sistemas de Potência

O estimador de estado foi desenvolvido para compensar pequenos erros aleatórios das leituras, detectar erros de medição e complementar, por meio de estimativas, as medições que faltarem devido a falhas de comunicação [15].

Conforme ilustrado em [15], reproduzido na Figura 3.5 e comentado na seqüência, as principais funções e aplicações de um estimador de estado são:

- **Configurador da Rede Elétrica:** Processa as medidas digitais transmitidas pelo SCADA para determinar a topologia atual do sistema elétrico em operação. Linhas abertas, transformadores ou geradores fora de operação, são alguns dos pontos determinados.
- **Pré-Filtragem:** Conjunto de testes de consistência realizados nas medições analógicas para verificar a presença de medições de grandezas contendo grandes erros que podem comprometer a modelagem do sistema em tempo real.
- **Estimação de Estados:** O estimador de estado utiliza dados da topologia da rede processados pelo Configurador, as grandezas analógicas adquiridas e pré-filtradas e os parâmetros de rede do banco de dados. O objetivo do estimador de estado, por meio de seus vários programas é disponibilizar o valor mais próximo dos módulos e ângulos das tensões de barra de todo o sistema observado. Fazem parte do escopo dos programas do estimador de estados, a análise de observabilidade e que será melhor abordada nos próximos capítulos, processamento de erros grosseiros e a estimação de estados.
- **Monitoração de Segurança:** Com os dados disponibilizados pelo estimador de estado da configuração atualizada do sistema em operação é possível verificar se o sistema encontra-se em operação normal, de emergência ou restaurativo. Caso o sistema esteja fora da operação normal, deve-se tomar as medidas disponíveis para restabelecer o sistema e para tanto é utilizado o controle restaurativo. Com o sistema em operação normal é realizado o próximo passo que é a análise de segurança.
- **Análise de Segurança:** Considerando um número de contingências pré-determinadas, é realizada a análise de segurança. Nesta análise, os sistemas interligados são equivalentados para que se possa avaliar o efeito destes na

operação do sistema local. Com esta análise, procura-se prever a tendência do comportamento do sistema para várias contingências.

- **Controle Preventivo:** Busca-se a melhor opção de operação do sistema, após a análise de segurança indicar um risco de operação anormal para uma ou mais das contingências analisadas.

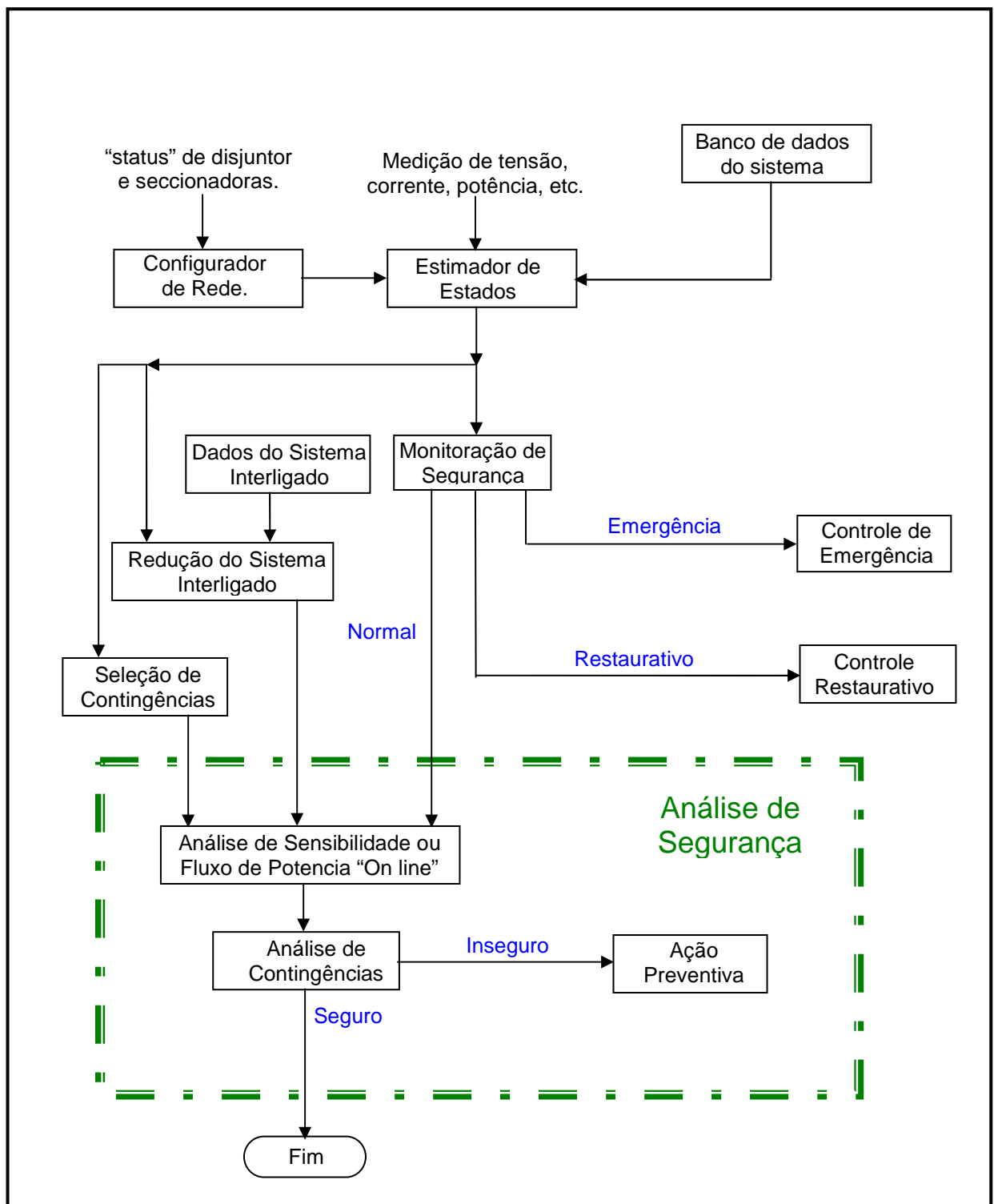


Figura 3-5: Diagrama simplificado da monitoração do sistema elétrico de potência.

3.6 Recursos Computacionais dos Centros de Operação do Sistema

Com os atuais recursos de redes de comunicação, que será melhor abordada em um próximo capítulo, é possível criar uma rede local (LAN-*Local Área Network*) a qual pode ser protegida por *Firewall*.

Através de uma LAN, conectam-se vários equipamentos de informática, os quais podem ser acessados por meio de endereços que tenham um identificador que os diferenciem dos demais equipamentos. Assim é necessário que cada máquina tenha seu endereço ou número IP (*Internet Protocol*). Os números IPs podem ser fixos ou distribuídos aleatoriamente por um servidor de aplicativo denominado servidor de DHCP (*Dynamic Host Configuration Protocol*). Com a criação de equipamentos de gerenciamento inteligentes como servidores, roteadores e *switches* é possível criar LANs virtuais conhecidas como VLANs. Estas redes virtuais permitem o uso de *Firewall* para controlar o acesso e tráfego das informações da rede local. Regulando o tráfego de dados entre a VLAN e as demais redes é possível impedir a transmissão e a recepção de acessos nocivos ou não autorizados. Assim, o requisito de segurança de acesso às informações contidas nos sistemas de supervisão pode ser acrescentado aos demais requisitos como tempo de resposta, disponibilidade e manutenção e desenvolvimento do sistema.

O requisito de segurança à informação tornou-se imprescindível e um tema muito debatido à nível mundial em consequência de recentes acontecimentos. Para maiores esclarecimentos sugere-se ver o Anexo A desse trabalho.

Entre as configurações de sistemas de supervisão do COS, a configuração dual operando dentro de uma VLAN exclusiva é a atualmente mais utilizada devido à possibilidade de incorporação de funções adicionais às de rotinas do centro. Pela duplicação do sistema contendo um sistema em operação e o outro na forma *hot standby*, que fica operando de forma redundante com todos os dados e aplicativos de tempo real, é possível executar treinamento de operadores, implementação de estudos *off-line* utilizando dados reais do sistema SCADA e estudos de históricos, estatísticas e relatórios.

Nesta configuração, estão conectadas várias estações de trabalho distribuídas, e protegidas por *firewall*, cada uma responsável pela execução de um aplicativo em tempo real, tal como a análise de redes, gerenciamento de banco de dados, proteções sistêmicas como Esquema de Controle de Emergência (ECE) e demais funções. O sistema de supervisão pode ser distribuído pelas várias áreas da

empresa e disponibilizar informações direcionadas e específicas para acesso restrito de pessoal de manutenção, estudos ou de pré e pós-operação. Outra vantagem, é a expansão ou atualização dos equipamentos sem a necessária substituição de todo o sistema de supervisão.

Um exemplo de configuração pode ser visualizado na Figura 3.6 a qual mostra a configuração do sistema de supervisão do COS da Copel.

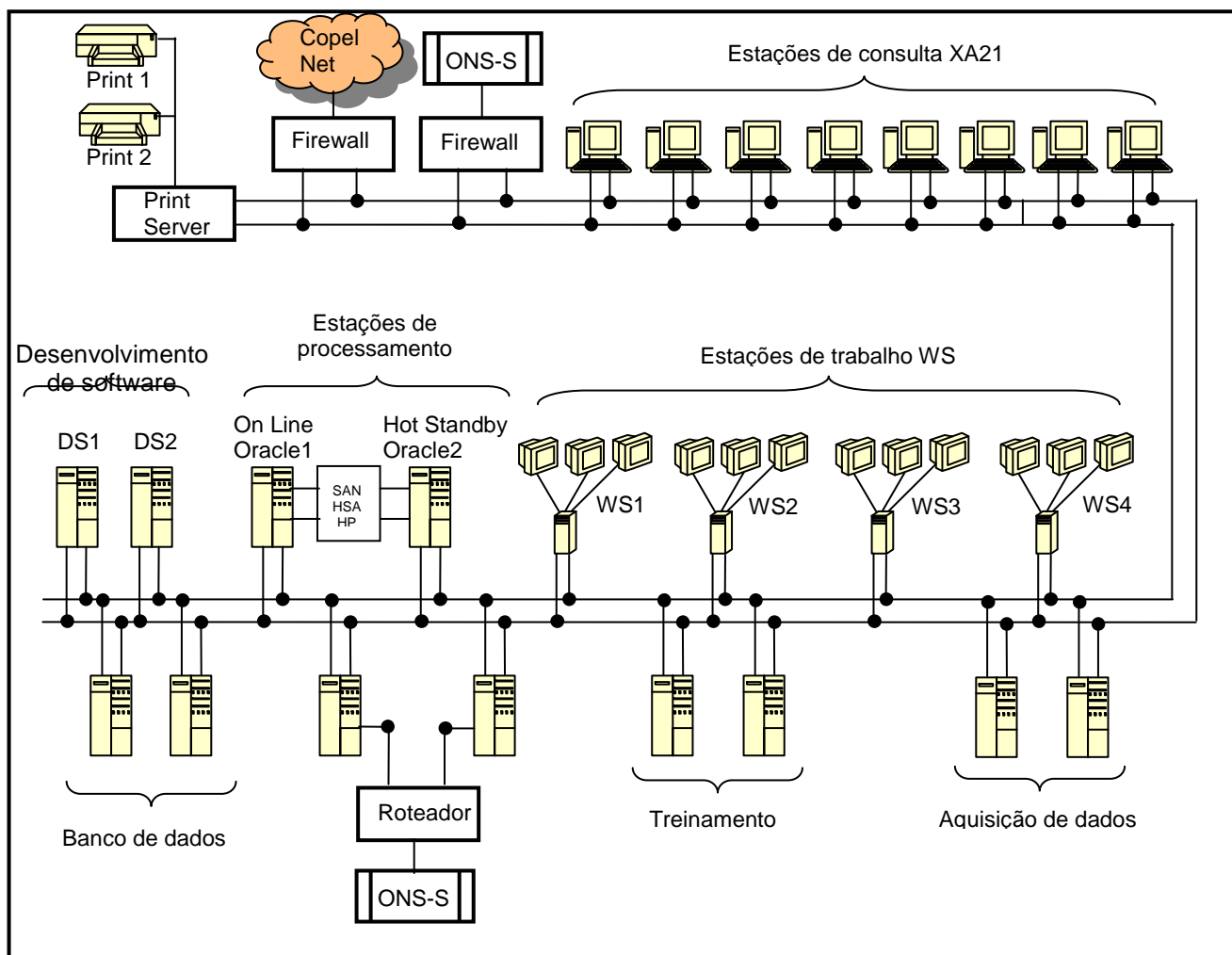


Figura 3-6: Configuração do sistema de supervisão do COS da Copel.

3.7 Considerações Finais do Capítulo

Conforme pôde ser verificado neste capítulo, a tecnologia hoje disponível possibilita que o sistema elétrico tenha uma supervisão eficaz em tempo real. As ferramentas computacionais hoje desenvolvidas e aplicadas como, por exemplo, no centro de operação do sistema da Copel, permite manter um sistema elétrico, por mais complexo que seja, dentro de padrões ótimos de qualidade.

O desenvolvimento de aplicativos para a observabilidade e estimação de estado utilizando as medições sincrofasoriais permitem tratar as grandezas medidas com maior segurança e rapidez devido ao menor número de iterações de processamento. Apesar das facilidades, disponíveis graças às novas tecnologias, deve-se tomar muito cuidado com a segurança da rede, na qual circulam os dados referentes ao sistema elétrico. Um sistema inteiro pode ser perdido por ação inescrupulosa de terceiros.

4 Conceituação Teórica do Estimador de Estado

4.1 Introdução

Utilizando o fluxo potência em corrente contínua, é possível ilustrar os princípios da estimação de estado. O exemplo apresentado em [16] é reproduzido na sequência para facilitar a compreensão do assunto.

4.2 Princípio do Estimador de Estado

Supondo-se que o fluxo de potência em corrente contínua de três barras da Figura 4.1 esteja operando com carga e geração conforme mostrado.

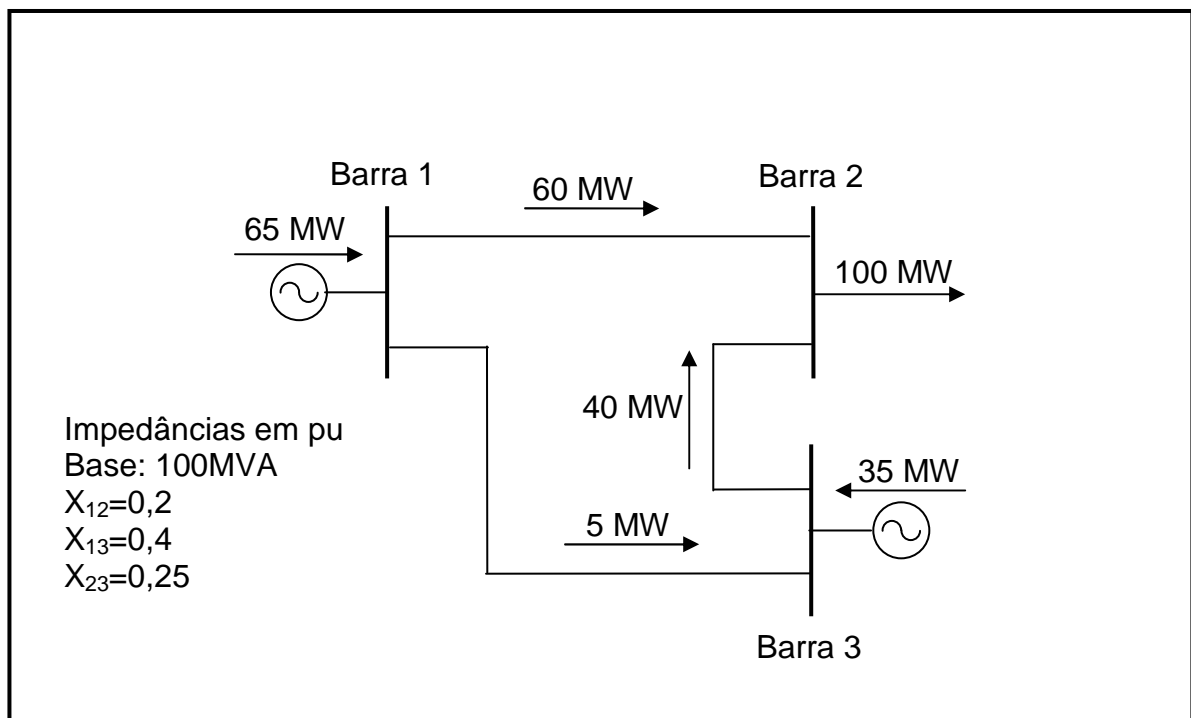


Figura 4-1: Sistema com três barras

A única informação que se tem a respeito deste sistema é proveniente de três medidores de MW localizados como mostrado na Figura 4.2.

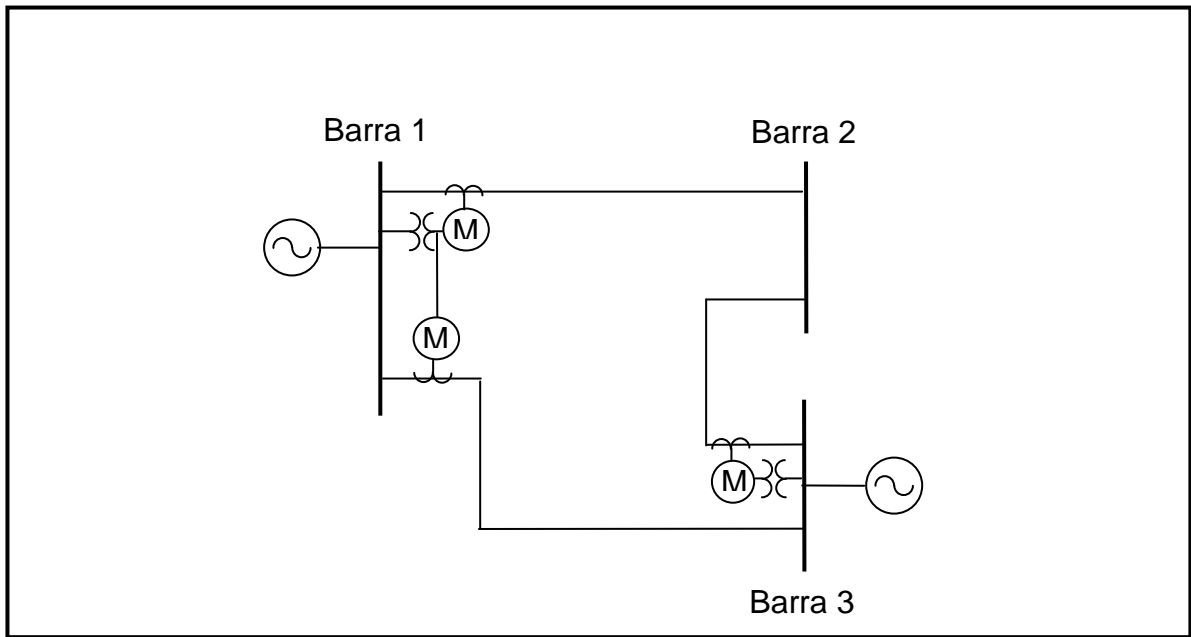


Figura 4-2: Localização dos Medidores.

Somente duas leituras destes medidores são necessárias para o cálculo do ângulo de fase das barras e os valores de todas as cargas e gerações. Suponha-se que M13 e M32 dão leituras perfeitas dos fluxos em suas respectivas linhas de transmissão.

$$M_{13} = 5 \text{ MW} = 0,05 \text{ pu}$$

$$M_{32} = 40 \text{ MW} = 0,40 \text{ pu}$$

Então, os fluxos nas linhas 1-3 (f_{13}) e 3-2 (f_{32}) podem ser ajustados aos valores lidos, isto é:

$$f_{13} = \frac{(\theta_1 - \theta_3)}{x_{13}} = M_{13} = 0,05 \text{ pu}$$

$$f_{32} = \frac{(\theta_3 - \theta_2)}{x_{32}} = M_{32} = 0,40 \text{ pu}$$

Adotando-se $\theta_3=0$, pode-se resolver as equações supracitadas para obter respectivamente θ_1 e θ_2 ,

$$\theta_1 = x_{13} \cdot f_{13} = 0,4 \cdot 0,05 = 0,02 \text{ rad}$$

$$\theta_2 = -x_{32} \cdot f_{32} = -0,25 \cdot 0,4 = -0,10 \text{ rad}$$

Para o caso em que todas as três leituras estão disponíveis com pequenos erros, suponha-se que as leituras indiquem:

$$M_{12} = 62 \text{ MW} = 0,62 \text{ pu}$$

$$M_{13} = 6 \text{ MW} = 0,06 \text{ pu}$$

$$M_{32} = 37 \text{ MW} = 0,37 \text{ pu}$$

Se forem utilizadas somente as medições M13 e M32, como antes, os ângulos de fase podem ser então calculados:

$$\theta_1 = 0,024 \text{ rad}$$

$$\theta_2 = -0,0925 \text{ rad}$$

$$\theta_3 = 0 \text{ rad}, \text{ como assumido anteriormente.}$$

Estes resultados implicam nos fluxos mostrados na Figura 4.3. Observe-se que os fluxos estão coerentes com M13 e M32, mas o fluxo na linha 1-2 (f12) não concorda com a leitura de 62 MW de M12.

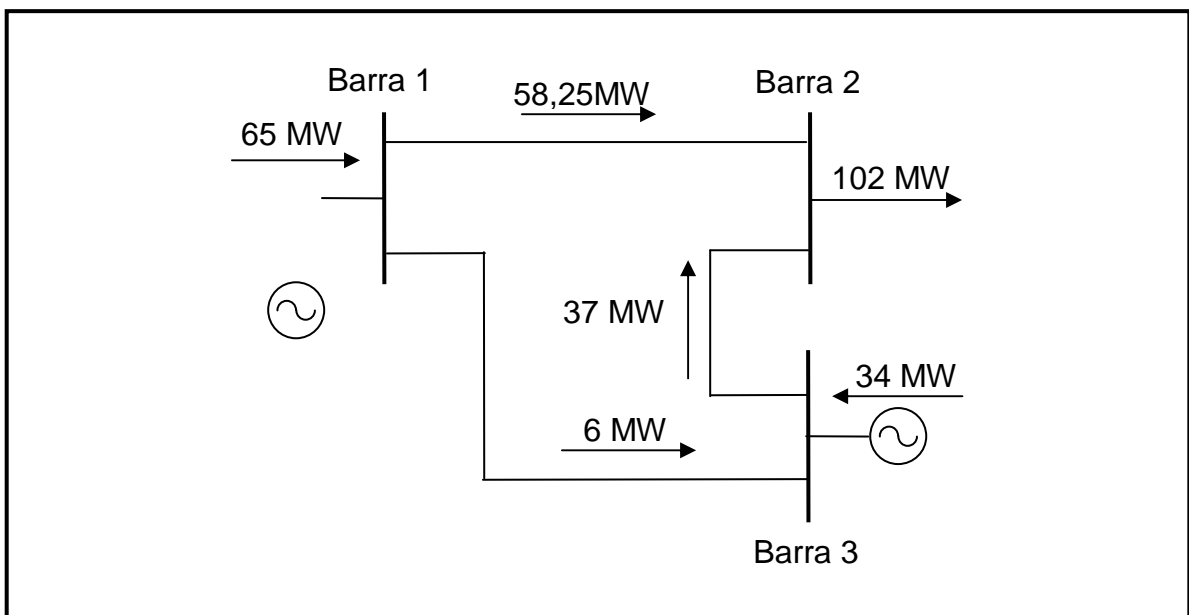


Figura 4-3: Fluxos resultantes do uso de M13 e M32.

Faz-se necessário um procedimento que use a informação disponível pelos três medidores para produzir a melhor estimativa dos ângulos, fluxos nas linhas, cargas e gerações reais.

Como as informações do sistema são obtidas por meio das medições, deve-se utilizá-las para estimar as condições do sistema. É importante ressaltar que, para os casos descritos anteriormente, foram utilizados os dados das medições para o cálculo dos ângulos de fase das barras 1 e 2.

Uma vez conhecidos estes ângulos, todos os fluxos não medidos, cargas e geração, poderão ser determinados. Pode-se chamar θ_1 e θ_2 de variáveis de estados deste sistema a três barras.

Em geral, as variáveis de estado de um sistema de potência consistem nas magnitudes das tensões em todas as barras e os ângulos de fase dessas barras, com exceção de uma das barras, chamada de barra de referência ou de folga em que se assume usualmente o ângulo real igual a zero. Deve-se notar que podem ser usadas as componentes real e imaginária, caso desejado.

Se for possível usar medições para estimar os estados do sistema de potência, então também é possível calcular qualquer fluxo de potência, geração, cargas e assim por diante. Presume-se que a configuração da rede, isto é o *status* dos disjuntores e chaves seja conhecida e que as impedâncias da rede também sejam conhecidas [16].

Transformadores com comutador automático de *tap* ou reguladores de ângulo de fase são também incluídos na rede e a posição do comutador pode ser obtida como grandeza digital lida pelo centro de controle. Deste modo, a posição do comutador pode ser também considerada como *status*, pois deve ser conhecida para o cálculo dos fluxos através dos transformadores e reguladores de fase.

Retornando ao sistema DC com três barras, há três medidores que fornecem um conjunto de leituras redundantes, com as quais se devem estimar θ_1 e θ_2 . As três leituras são redundantes porque, como visto anteriormente, somente duas são necessárias para o cálculo de θ_1 e θ_2 , sendo a terceira uma leitura redundante. Entretanto, a leitura adicional contém informação útil e não deve ser descartada sumariamente.

4.3 Estimação dos Mínimos Quadrados Ponderados e da Máxima Expectativa

Para que se possam obter, de forma mais exata, as medidas de tensão e respectivo ângulo nas barras de um determinado sistema elétrico, a partir de medições que estejam sujeitos a erros, como os mencionados na seção 3.3, faz-se necessária a aplicação de estimação estatística. A estimação de estado passa então pelo problema da avaliação da melhor medida de grandeza, utilizando as grandezas medidas disponíveis.

Dentre as aplicações utilizadas para estimação das grandezas analógicas de um sistema elétrico, podem ser citadas três que são mais utilizadas:

a- Critério da máxima expectativa, em que o objetivo é maximizar a probabilidade de que a estimação da variável de estado, \hat{x} , é o valor verdadeiro do vetor da variável de estado, x .

b- Critério dos mínimos quadrados ponderados, em que o objetivo é minimizar a soma dos quadrados dos desvios ponderados da medição estimada, \hat{z} , a partir da medição real, z .

c- Critério da mínima variância, em que o objetivo é minimizar o valor esperado da soma dos quadrados dos desvios dos componentes estimados do vetor das variáveis de estado, a partir dos componentes do vetor de variáveis de estado verdadeiros.

O critério a seguir adotado será o da máxima expectativa. Desta forma, tem-se a questão: qual é a probabilidade ou expectativa que se obtenham as medições a serem obtidas? A dúvida das medições surge devido aos erros inerentes ao tipo e a forma de aquisição das grandezas. Assim, um procedimento razoável seria simplesmente escolher a estimativa como um valor que maximize esta probabilidade. Como será visto, o estimador da máxima expectativa supõe que se conhece a função de densidade da probabilidade (PDF – *Probability Density Function*) dos erros intrínsecos aos métodos de medição. A função de densidade da probabilidade (FDP) é assumida como uma distribuição normal Gaussiana. O resultado é equivalente à estimação por mínimos quadrados ou pelo mais exato dos mínimos quadrados ponderados.

Um conceito que deve ser definido é o do erro medido randômico. Assim, a medida obtida do sistema elétrico é assumida como contendo erro, isto é, o valor da grandeza obtida pelo equipamento de medição está perto do valor verdadeiro,

porém com um erro desconhecido. Matematicamente, isto pode ser modelado da seguinte forma:

$$z^{meas} = z^{true} + \eta \quad (4.1)$$

onde,

z^{meas} : valor obtido da grandeza medida;

z^{true} : valor verdadeiro da grandeza medida;

η : erro medido randômico.

O erro medido randômico (η) serve para modelar a incerteza nas medidas das grandezas. Se o erro de medição é confiável, a função de densidade da probabilidade (η) é usualmente escolhida como uma distribuição normal com média zero. A função de densidade de probabilidade de η é:

$$FDP(\eta) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(\frac{-\eta^2}{2\sigma^2}\right) \quad (4.2)$$

onde,

σ : desvio padrão;

η : variância do número aleatório;

$FDP(\eta)$: descreve o comportamento de η .

O gráfico de $FDP(\eta)$ é mostrado na Figura 4.4.

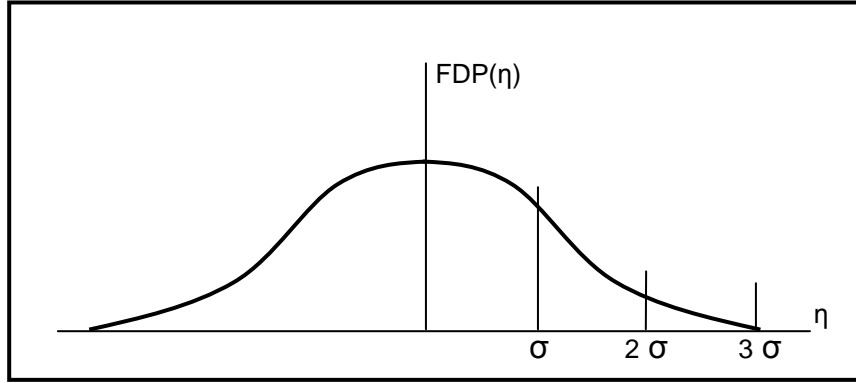


Figura 4-4: Gráfico de uma distribuição normal.

O valor do desvio padrão está diretamente ligado à exatidão do valor da grandeza. Assim, quanto maior for o valor de σ mais inexato é o valor da grandeza medida e maior o erro do equipamento de medição.

A conceituação teórica da máxima expectativa e dos mínimos quadrados ponderados para estimação de estado, encontra-se detalhada com exemplo didático no Anexo B.

4.4 Conceituação Teórica da Estimação de Estado para Redes DC na Forma Matricial

Para estimar N_s parâmetros desconhecidos usando N_m medições, pode-se escrever:

$$\min_{(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})} J(x_1, x_2, \dots, x_{N_s}) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[Z_i^{meas} - f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})]^2}{\sigma_i^2} \quad (4.3)$$

Se as funções $f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})$ são funções lineares, tem-se a seguinte solução na forma matricial:

Primeiro, escrevendo a função $f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})$ como:

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s}) = f_i(X) = h_{i1}x_1 + h_{i2}x_2 + \dots + h_{iN_s}x_{N_s} \quad (4.4)$$

e colocando todas as funções f_i em um vetor, pode-se escrever:

$$f(\mathbf{X}) = \begin{bmatrix} f_1(\mathbf{x}) \\ f_2(\mathbf{x}) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ f_{N_m}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = [\mathbf{H}]_x \quad (4.5)$$

onde,

$[\mathbf{H}]$: matriz ($N_m \times N_s$) contendo os coeficientes das funções lineares $f_i(\mathbf{x})$,

N_m : número de medições realizadas das grandezas,

N_s : número de parâmetros desconhecidos que estão sendo estimados.

Colocando-se as grandezas medidas na forma vetorial, tem-se:

$$\mathbf{Z}^{meas} = \begin{bmatrix} z_1^{meas} \\ z_2^{meas} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ z_m^{meas} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Assim, pode-se escrever a equação 4.3 em uma forma muito compacta:

$$\min_x J(\mathbf{x}) = [\mathbf{Z}^{meas} - f(\mathbf{x})]^T [\mathbf{R}^{-1}] [\mathbf{Z}^{meas} - f(\mathbf{x})] \quad (4.7)$$

onde

$$[\mathbf{R}] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & & \\ & \sigma_2^2 & & & \\ & & \cdot & & \\ & & & \cdot & \\ & & & & \cdot \\ & & & & & \sigma_{N_m}^2 \end{bmatrix}$$

A matriz diagonal $[R]$ é denominada matriz da covariância dos erros de medição.

Para se obter a expressão geral para o mínimo na equação 4.7, deve-se expandir a expressão e substituir $[H]x$ por $f(x)$ da equação 4.5:

$$\min_x J(x) = \left\{ Z^{meas^T} [R^{-1}] Z^{meas} - x^T [H]^T [R^{-1}] Z^{meas} - Z^{meas^T} [R^{-1}] [H]x + x^T [H]^T [R^{-1}] [H]x \right\} \quad (4.8)$$

O mínimo de $J(x)$ pode ser encontrado calculando-se:

$$\partial J(x) / \partial x_i = 0, \text{ para } i = 1, \dots, N_s$$

Dessa forma, afirma-se que o gradiente de $J(x)$, $\nabla J(x)$ é exatamente zero.

O gradiente de $J(x)$ fica:

$$\nabla J(x) = -2[H]^T [R^{-1}] Z^{meas} + 2[H]^T [R^{-1}] [H]x$$

Com $\nabla J(x) = 0$ tem-se:

$$x^{est} = \left[[H]^T [R^{-1}] [H] \right]^{-1} [H]^T [R^{-1}] Z^{meas} \quad (4.9)$$

A equação 4.9 vale quando $N_s < N_m$, isto é, quando o número de parâmetros que está sendo estimado é menor que o número de grandezas medidas.

Quando $N_s = N_m$ a equação 4.9 reduz-se a:

$$x^{est} = [H]^{-1} Z^{meas} \quad (4.10)$$

No caso de $N_s > N_m$, podem ser usadas aproximações que resultem em uma solução para a equação 4.9, porém para a estimação de estados em sistemas de potência, este tipo de inequação não é resolvido. Nestes casos, são utilizadas as

chamadas “pseudo-medidas” para complementar as medições faltantes e tornar a solução da equação 4.9 possível.

4.5 Subproblemas da Estimação de Estados

Em sistemas de potência, os seguintes subproblemas estão relacionados à estimação de estados [18]:

Observabilidade

A observabilidade consiste em verificar se o número e a localização das medidas a serem processadas pelo estimador permitem a determinação do estado do sistema. A questão da análise de observabilidade frente à inclusão das medições sincrofasoriais será mais profundamente abordada no Capítulo 6.

Deteção e Identificação de Erros

A detecção de medidas ruins é muito útil aos centros de operação do sistema (COS) porque pode haver problema na qualidade ou na conexão dos equipamentos. Intuitivamente, quanto menor o valor de $J(x)$, o resíduo calculado, melhor é a qualidade dos valores medidos. Entretanto, é difícil estabelecer um valor de $J(x)$ que indique medições ruins. Normalmente, quando uma ou mais medições são ruins, seus erros são maiores que $\pm 3\sigma$, mas não garante que $J(x)$ seja pequeno, embora a chance seja pequena. Existe metodologia que permite avaliar $J(x)$ e pinçar as medidas ruins [18].

Grandezas Não-Telemedidas

Outra utilidade importante do estimador é calcular ou estimar quantidades de grandezas não medidas, que são úteis em casos de falha nos canais de comunicação. A indisponibilidade dos dados, normalmente, se deve à falta de equipamentos de aquisição de dados ou interrupção momentânea de uma determinada medição.

O estimador é, então, processado sem essas medidas e, por meio do fluxo de potência, é possível estimar os valores das grandezas não recebidas [18].

Pseudomedidas

Caso a perda dos dados medidos persista, impedindo assim a observabilidade de uma determinada área do sistema, o estimador pode utilizar dados provenientes de outras fontes para compensar a falta, tais como: consulta a operadores, dados históricos, balanço de potência do sistema e utilizar dados recentes do estimador antes da perda da comunicação. Essas informações, quando incluídas no problema de estimação de estados, são denominadas pseudomedidas. Após a adição das pseudomedidas, as equações são escritas da mesma forma. Entretanto, não se pode dar à pseudomedida o mesmo peso que se dá à medição, uma vez que é menos exata.

Uma forma de contornar esse problema é aumentar o desvio padrão das pseudomedidas, já que as medidas são mais exatas e atualizadas. Como no método dos mínimos quadrados, as medidas são ponderadas pelas respectivas covariâncias, ou seja, pelo inverso do respectivo desvio padrão, isso implica em dar pesos menores às pseudomedidas.

4.6 Considerações Finais do Capítulo

O estimador de estado é utilizado para encontrar a medida mais exata para as grandezas de estado de todas as barras do sistema elétrico supervisionado. Para tanto existe a necessidade, *a priori*, de determinar a observabilidade do sistema para que se possa determinar o sucesso ou não da obtenção do resultado final do estimador de estado. Caso o sistema não seja observável, o estimador de estado não converge.

Algumas das medidas a serem adotadas para se obter a observabilidade do sistema estão listados no item 3.6. Com a disponibilização das medições sincrofasorias pelas PMUs e com a aplicação da observabilidade generalizada, a ser vista no capítulo 6, pretende-se mostrar, neste trabalho, que existem formas mais eficazes de se tratar o problema de observabilidade para o sucesso da convergência do estimador de estado.

5 Conceituação Teórica da Medição Fasorial Sincronizada ou Sincrofasorial

5.1 Introdução

Sempre estiveram associados ao sistema elétrico dispositivos de monitoração da atuação de relés de proteção e de correntes e tensões de defeitos, denominados de osciloperturbógrafos.

Inicialmente, estes dispositivos eram de fabricação eletromecânica cujos mecanismos acionavam magneticamente penas, imersas em tinta, que registravam a excursão dos sinais de corrente, tensão e da atuação das funções de proteção em fitas de papel. Como exemplo pode-se citar o registrador *Thonsom*, o qual foi, originalmente, desenvolvido para realizar o levantamento topográfico do fundo do mar no início do ano de 1930 e posteriormente foi adaptado para monitorar o desempenho do sistema elétrico de potência durante faltas.

A evolução do sistema de monitoração ocorreu com a introdução da fita magnética para gravação das perturbações, como o osciloperturbógrafo *Sangamo*.

Até este estágio, as informações das perturbações contidas nos registros chegavam após dias, devido à necessidade de transportar as fitas ou os envelopes com os registros impressos, desde a subestação até a central de análise. Na central de análise, os registros impressos recebiam identificação e as fitas eram reproduzidas para então os dados serem analisados.

Com o advento da tecnologia digital e da comunicação serial via modem, foi possível montar uma central de análise que obtém os dados gerados pelos registradores de perturbação (RDPs) das várias subestações, onde estes estavam instalados, e agora permitem uma análise de perturbações em questão de horas.

A disseminação do uso de redes de comunicação faz com que os dados de perturbações de várias subestações monitoradas passem a ser aquisitados e disponibilizados por um gerenciador da central de análise, quase que em tempo real.

Os relés de proteção, agora também construídos com tecnologia digital, assumiram, além das funções de proteção, as funções de medição, automação, canal de comunicação e oscilografia. A função de oscilografia, embutida nos relés de proteção, não eliminou o uso de registradores de perturbação dedicados, pois, além da pequena capacidade de armazenamento de dados dos relés de proteção, quando ocorre a danificação destes relés, perdem-se as informações da perturbação.

Com os dados de medição digitalizados e disponibilizados em rede *ethernet*, não foi difícil adicionar aos fasores uma estampa de tempo, comum a todos os fasores originados naquele instante, através de um tempo padrão, como, por exemplo, o obtido pelo sistema de satélites americano GPS (*Global Positioning System*) ou o Galileu do sistema europeu. Dessa forma, apareceu a medição fasorial sincronizada gerada por um sistema de aquisição denominada, PMU (*Phasor Measurement Unit*). É importante lembrar que a medição sincrofasorial tanto pode ser gerada por um relé de proteção digital como por um registrador de perturbação digital. A tendência é o uso de RDPs devido à sua capacidade de armazenamento, frequência de amostragem e a não necessidade de priorizar outras funções que não a de medição e registro, durante perturbações no sistema elétrico de potência.

A geração de várias grandezas sincrofasoriais em diversas subestações do sistema elétrico faz com que seja necessário o desenvolvimento de um concentrador de dados que agregue todos os sincrofasores do mesmo instante de tempo e trate estas medidas para depois disponibilizá-las para as devidas aplicações.

5.2 Fundamentos de Fasor Sincronizado no Tempo

A Figura 5.1 apresenta um circuito com um resistor e um indutor em série, alimentados por uma fonte de tensão alternada.

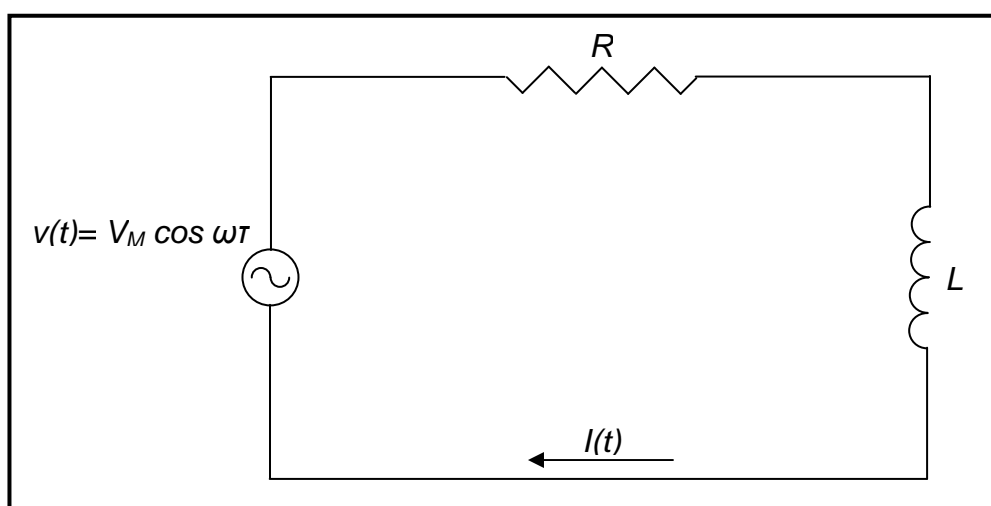


Figura 5-1: Circuito RL alimentado com tensão alternada.

Considerando o circuito RL da figura 5.1 e supondo que o mesmo está conectado a uma fonte do tipo $v(t) = V_M \cos \omega t$, a corrente $i(t)$ é da forma:

$$i(t) = A \cos(\omega t + \phi) \quad (5.1)$$

Utilizando-se as relações de seno e co-seno, pode-se escrever:

$$i(t) = A_1 \cos(\omega t) + A_2 \sin(\omega t) \quad (5.2)$$

Substituindo $i(t)$ na equação diferencial do circuito teremos:

$$L \frac{d}{dt} (A_1 \cos(\omega t) + A_2 \sin(\omega t)) + R(A_1 \cos(\omega t) + A_2 \sin(\omega t)) = V_M \cos \omega t \quad (5.3)$$

Derivando-se fica:

$$-A_1 L \omega \sin(\omega t) + A_2 L \omega \cos(\omega t) + R A_1 \cos(\omega t) + R A_2 \sin(\omega t) = V_M \cos \omega t$$

A partir dos coeficientes das funções seno e co-seno, tem-se:

$$\begin{aligned} -A_1 L \omega + R A_2 &= 0 \\ A_1 R + A_2 \omega L &= V_M \end{aligned} \quad (5.4)$$

Resolvendo o sistema de equações 5.4 para A_1 e A_2 tem-se:

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{R V_M}{R^2 + \omega^2 L^2} \\ A_2 &= \frac{\omega L V_M}{R^2 + \omega^2 L^2} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Logo,

$$i(t) = \frac{R V_M}{R^2 + \omega^2 L^2} \cos \omega t + \frac{\omega L V_M}{R^2 + \omega^2 L^2} \sin \omega t \quad (5.6)$$

Substituindo 5.6 na equação 5.1 determina-se A e Φ :

$$\begin{aligned} A \cos \phi &= \frac{RV_M}{R^2 + \omega^2 L^2} \\ A \sin \phi &= -\frac{\omega LV_M}{R^2 + \omega^2 L^2} . \end{aligned} \quad (5.7)$$

Assim,

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{A \sin \phi}{A \cos \phi} . \quad (5.8)$$

Obtém-se,

$$\phi = -\operatorname{tg}^{-1} \frac{\omega L}{R} . \quad (5.9)$$

Uma vez que

$$(A \cos \phi)^2 + (A \sin \phi)^2 = A^2 (\cos^2 \phi + \sin^2 \phi) = A^2 . \quad (5.10)$$

Tem-se:

$$A = \frac{V_M}{R^2 + \omega^2 L^2} . \quad (5.11)$$

A expressão final para $i(t)$ é:

$$i(t) = \frac{V_M}{R^2 + \omega^2 L^2} \cos\left(\omega t - \operatorname{tg}^{-1} \frac{\omega L}{R}\right) . \quad (5.12)$$

Outro método para solucionar circuitos com alimentação senoidal é utilizar a identidade de Euler para relacionar funções senoidais que variam no tempo com números complexos, ou seja:

$$e^{j\omega t} = \cos \omega t + j \sin \omega t \quad (5.13)$$

sendo:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}(e^{j\omega t}) &= \cos \omega t \\ \operatorname{Im}(e^{j\omega t}) &= \sin \omega t \end{aligned}$$

onde Re e Im representam a parte real e a imaginária respectivamente.

A partir destas relações tem-se:

$$\begin{aligned} v(t) &= V_M e^{j\omega t} \\ i(t) &= I_M e^{j(\omega t + \phi)} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Substituindo na equação diferencial fica:

$$RI_M e^{j(\omega t + \phi)} + L \frac{d}{dt} (I_M e^{j(\omega t + \phi)}) = V_M e^{j\omega t} \quad (5.15)$$

Obtendo-se:

$$RI_M e^{j\phi} + j\omega LI_M e^{j\phi} = V_M \quad (5.16)$$

Essa equação pode ser escrita como:

$$I_M e^{j\phi} = \frac{V_M}{R + j\omega L} \quad (5.17)$$

Convertendo para a forma polar fica:

$$I_M e^{j\phi} = \frac{V_M}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} e^{j[-\tan^{-1}(\omega L/R)]} \quad (5.18)$$

Assim, pode-se verificar que o módulo e o ângulo são respectivamente:

$$I_M = \frac{V_M}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

$$\phi = -\tan^{-1} \frac{\omega L}{R} \quad . \quad (5.19)$$

Cujos valores podem ser substituídos na seguinte equação para ser obtida a resposta no domínio do tempo:

$$i(t) = I_M \cos(\omega t + \phi) \quad . \quad (5.21)$$

Assim, nota-se que uma grandeza elétrica pode ser representada por um módulo e um ângulo:

$$V \angle \pm \theta \quad . \quad (5.22)$$

A essa representação é dado o nome de fasor.

A definição de fasor sincronizado no tempo, conhecido como sincrofasor, é definido pela norma IEEE 37.118 [19], reproduzida parcialmente abaixo e mantida no texto em inglês para manter a originalidade do conceito:

“3.4 phasor: A complex equivalent of a simple cosine wave quantity such that the complex modulus is the cosine wave amplitude and the complex angle (in polar form) is the cosine wave phase angle.

3.5 synchronism: The state where connected alternating-current systems, machines, or a combination operate at the same frequency and where the phase angle displacements between voltages in them are constant, or vary about a steady and stable average value.

3.6 synchronized phasor: A phasor calculated from data samples using a standard time signal as the reference for the measurement. In this case, the phasors from remote sites have a defined common phase relationship. Syn: synchrophasor.”

De acordo com a definição acima, a frequência do sistema deve ser a mesma para todas as barras envolvidas. Para valores diferentes de frequência, que não seja 50Hz ou 60Hz, verifica-se que a norma permite aos fabricantes de equipamentos o desenvolvimento uma melhor solução própria.

Para a aquisição de PMU em tempo real, é necessário definir uma referência de tempo para medir os ângulos de fase de forma sincronizada. A norma [19] define o início do segundo como a referência de tempo para estabelecer o valor do ângulo de fase do fasor. Na figura 5.2 está mostrada a convenção para a medição fasorial sincronizada em relação ao tempo considerando o seguinte sinal de tensão:

$$v = V_m \cos(\omega t + \varphi)$$

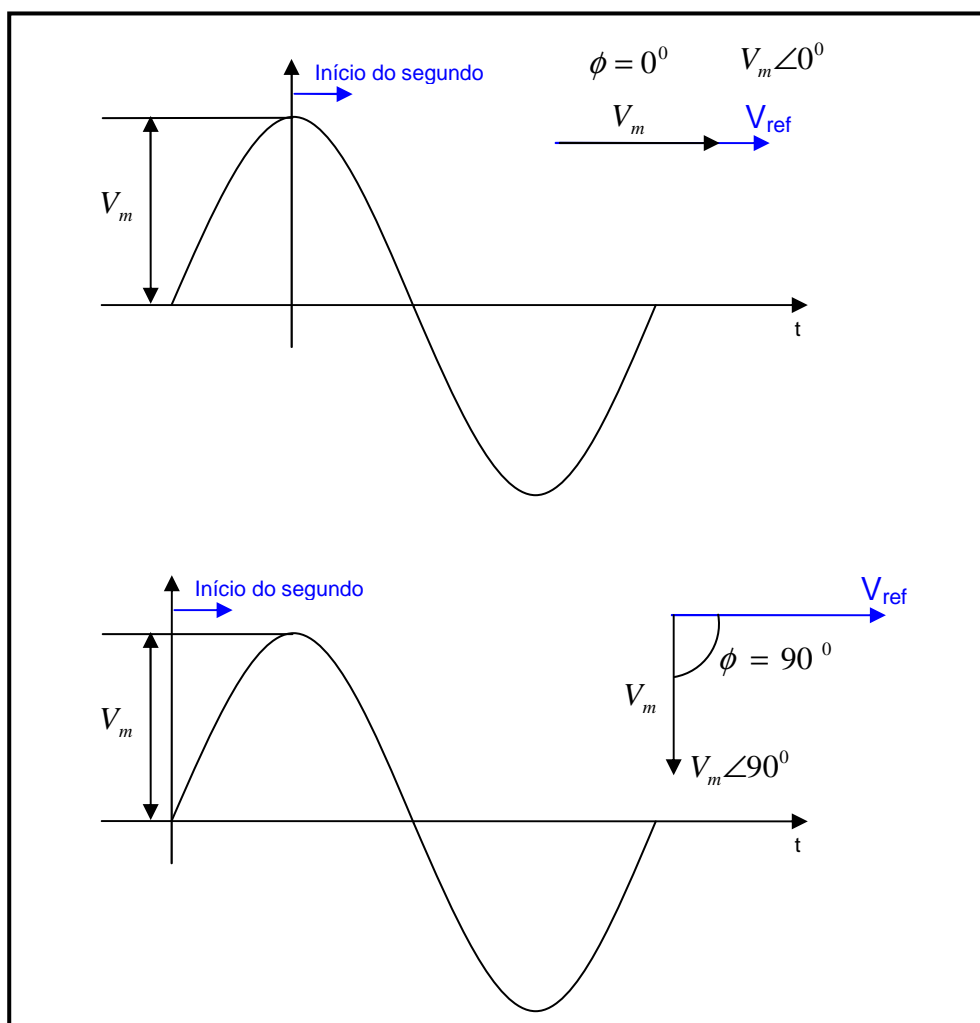


Figura 5-2: Convenção para a medição fasorial sincronizada no tempo.

Para o caso da frequência do sistema ser diferente da adotada como padrão, ocorre uma diferença angular conforme descrito a seguir.

Considere-se a função:

$$V(t) = V \cos(2\pi ft + \phi) \quad (5.23)$$

O argumento da função co-seno na equação 5.23 é:

$$\theta(t) = (2\pi ft + \phi) \quad (5.24)$$

Para frequências diferentes da nominal, pode-se escrever:

$$\theta(t) = (2\pi f_{nom} t + 2\pi \Delta f t + \phi) \quad (5.25)$$

onde

$$\Delta f = f - f_{nom} . \quad (5.26)$$

Subtraindo de θ a medição do ângulo oriundo da frequência nominal que é $2\pi f_{nom} t$, tem-se a medição do ângulo dado pelo desvio de frequência em relação à frequência nominal, isto é, $2\pi \Delta f t$ e mais o ângulo de fase ϕ para $t = 0$. O novo ângulo β é determinado pela seguinte equação:

$$\beta(t) = 2\pi \Delta f t + \phi . \quad (5.27)$$

Para a frequência nominal: $\Delta f = 0$ e $\beta = \phi$

Para a situação de desvio da frequência nominal, β vai variar com o tempo conforme equação 5.27. A figura 5.3 ilustra graficamente esta variação.

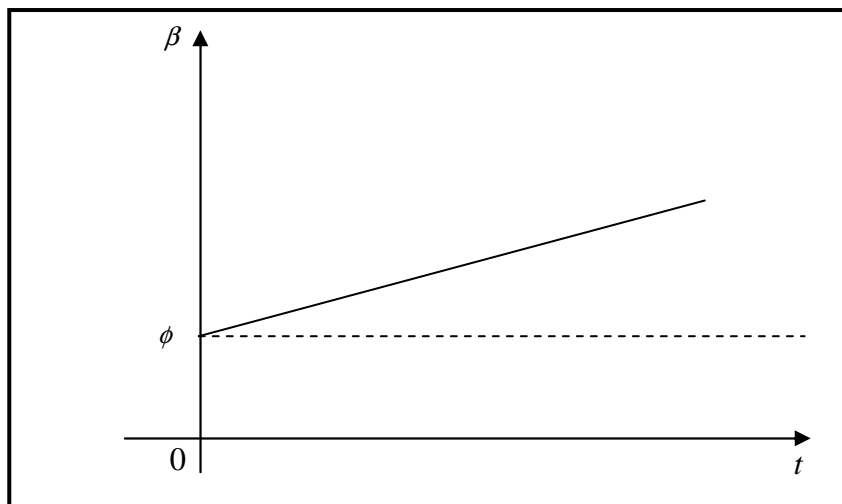


Figura 5-3: Variação de ângulo no tempo para desvio de frequência $\Delta f > 0$.

Para situações de desvio da frequência nominal em dois ou mais pontos do sistema elétrico, a diferença angular $\Delta\beta$ irá variar de forma constante ao longo do tempo.

A norma IEEE C37.118[19] contempla esta situação e estabelece a devida recomendação para a correção dos desvios.

Conforme se pode observar, a referência de tempo único para a sincronização dos fasores de um sistema elétrico adotada é vital para o bom desempenho da medição fasorial sincronizada no tempo. A referência de tempo única é gerada por um sistema de satélites denominado de Sistema de Posicionamento Global, ou GPS (*Global Positioning System*). O GPS é um sistema americano de posicionamento por satélites, utilizado para determinação da posição de um receptor na superfície da terra ou em sua órbita. Existem outros sistemas eficazes de posicionamento por satélite, como, por exemplo, o Glonass russo, o Galileo europeu e o Compass chinês.

Os requisitos da fonte de sincronização são a confiabilidade e a exatidão, em torno de 0,1 grau. Para um sistema elétrico operando em 60Hz um erro temporal de 1 μ s representa um erro de 0,021 graus e um erro de 1ms representa um erro de 21,6 graus.

O sistema GPS é composto por 31 satélites com tempo de órbita de 12 horas e com uma visibilidade de 5 a 8 satélites de qualquer lugar da terra e a qualquer tempo. Os sinais enviados por esses satélites informam ao receptor local a posição com precisão de 22 m na horizontal 27,7 m na vertical e tempo com emissão de pulsos que determinam o segundo, o minuto e a hora. O pulso adotado para a sincronização de fasores é o do segundo denominado pulso por segundo (PPS) e tem exatidão de aproximadamente 100 nanosegundos.

Os sinais de 1 PPS, gerados a partir de relógios atômicos instalados dentro dos satélites, chegam aos receptores de GPS em tempos ligeiramente diferentes devido à diferença de distâncias entre os satélites. Para a correção destes tempos são determinadas as distâncias estimando-se o tempo gasto pelo sinal para alcançar o receptor. Estimada a distância de pelo menos 4 satélites, é possível calcular a sua posição em 3 dimensões. Conhecida a posição, é possível calcular o atraso de propagação de cada satélite com elevada exatidão. Considerando quatro satélites, pode-se, por meio dos seguintes sistemas de equações, calcular o atraso de propagação:

$$(X_1 - U_X)^2 + (Y_1 - U_Y)^2 + (Z_1 - U_Z)^2 = (R_1 - C_B)^2 \quad (5.28)$$

$$(X_2 - U_X)^2 + (Y_2 - U_Y)^2 + (Z_2 - U_Z)^2 = (R_2 - C_B)^2 \quad (5.29)$$

$$(X_3 - U_X)^2 + (Y_3 - U_Y)^2 + (Z_3 - U_Z)^2 = (R_3 - C_B)^2 \quad (5.30)$$

$$(X_4 - U_X)^2 + (Y_4 - U_Y)^2 + (Z_4 - U_Z)^2 = (R_4 - C_B)^2 \quad (5.31)$$

onde:

$X_{1...4}, Y_{1...4}, Z_{1...4}$: coordenadas dos satélites;

$R_{1...4}$: distâncias do satélite ao receptor;

$U_{X,Y,Z}$: posição do usuário;

C_B : tempo a ser determinado.

A distribuição do sinal de sincronismo, para os equipamentos dentro das instalações, pode utilizar o padrão IRIG-B do grupo IRIG (*American Inter Range Instruments*), conforme pode ser visto no exemplo da Figura 5.4 abaixo.

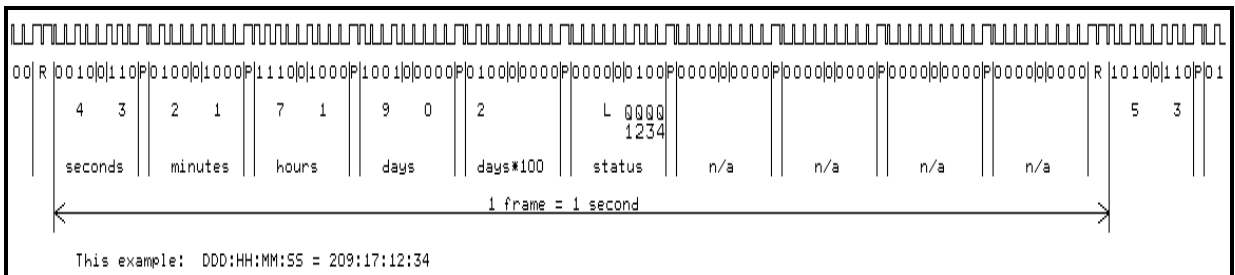


Figura 5-4: Exemplo de portadora de IRIG-B.

O IRIG-B pode ser do tipo modulado que utiliza um sinal portador de 1kHz e fornece exatidão típica de 1ms. É um sinal robusto que atinge maiores distâncias ou demodulado que fornece exatidão típica de 1ns, porém é muito susceptível a ruídos. Para maior exatidão, o sinal IRIG-B modulado pode ser acompanhado por um sinal de 1 PPS, exigindo do equipamento que faz a medição de PMU, entradas de IRIG-B e de PPS.

A estampa de tempo do fasor deve representar o tempo do fasor teórico que o fasor estimado representa. O tempo UTC, *Coordinated Universal Time*, é o utilizado. O UTC, também conhecido como *tempo civil*, é o fuso horário de referência a partir do qual se calculam todas as outras zonas horárias do mundo. É o sucessor do Tempo Médio de Greenwich (*GMT-Greenwich Mean Time*). Esta denominação foi aplicada para eliminar a inclusão de uma localização específica num padrão internacional, isto é, para ser a base de uma medida do tempo para os padrões atômicos.

Para a estampa de tempo do fasor o UTC deve corresponder ao tempo no centro da janela de amostragem e os erros de magnitude e fase devem ser compensados.

A figura 5.5 exemplifica a janela de amostragem com a referência de tempo UTC.

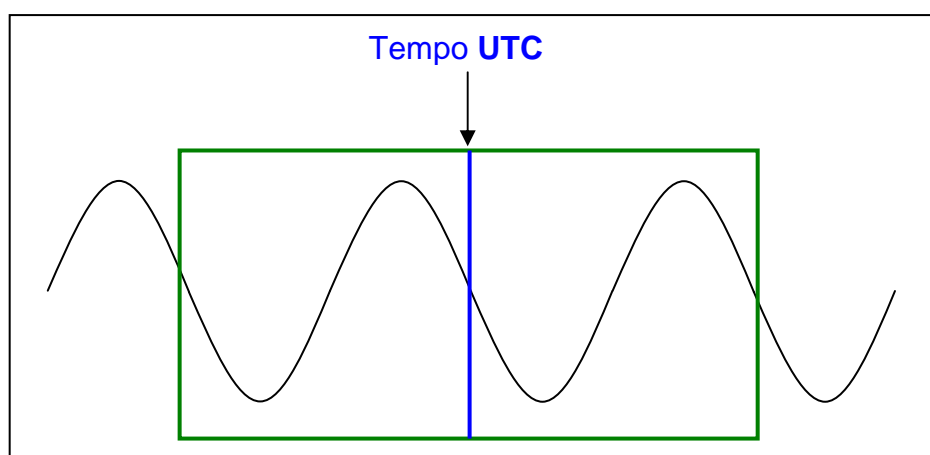


Figura 5-5: Janela de amostragem com UTC.

A janela de amostragem com UTC é utilizada pela unidade de medição fasorial sincronizada ou PMU (*Phasor Measurement Unit*). Esta unidade é composta por um receptor de sinal GPS, sistema de aquisição, contendo filtro e módulo de conversor analógico-digital (A/D), e um microprocessador. A unidade de medição fasorial sincronizada tem as seguintes funções:

- Realizar a aquisição das amostras das tensões e correntes das barras e linhas da subestação supervisionada.
- Processar os dados amostrados, obtendo assim os valores complexos fasoriais de tensão e corrente dos circuitos.
- Formatar os dados obtidos segundo o padrão estabelecido pela norma IEEE C37.1118 [19].

- Enviar, através da placa de rede Ethernet e utilizando o protocolo de comunicação UDP/IP, as medidas fasoriais ao concentrador de dados que fica fisicamente instalado no centro de operação do sistema.

A figura 5.6 mostra esquematicamente a unidade de medição fasorial sincronizada PMU.

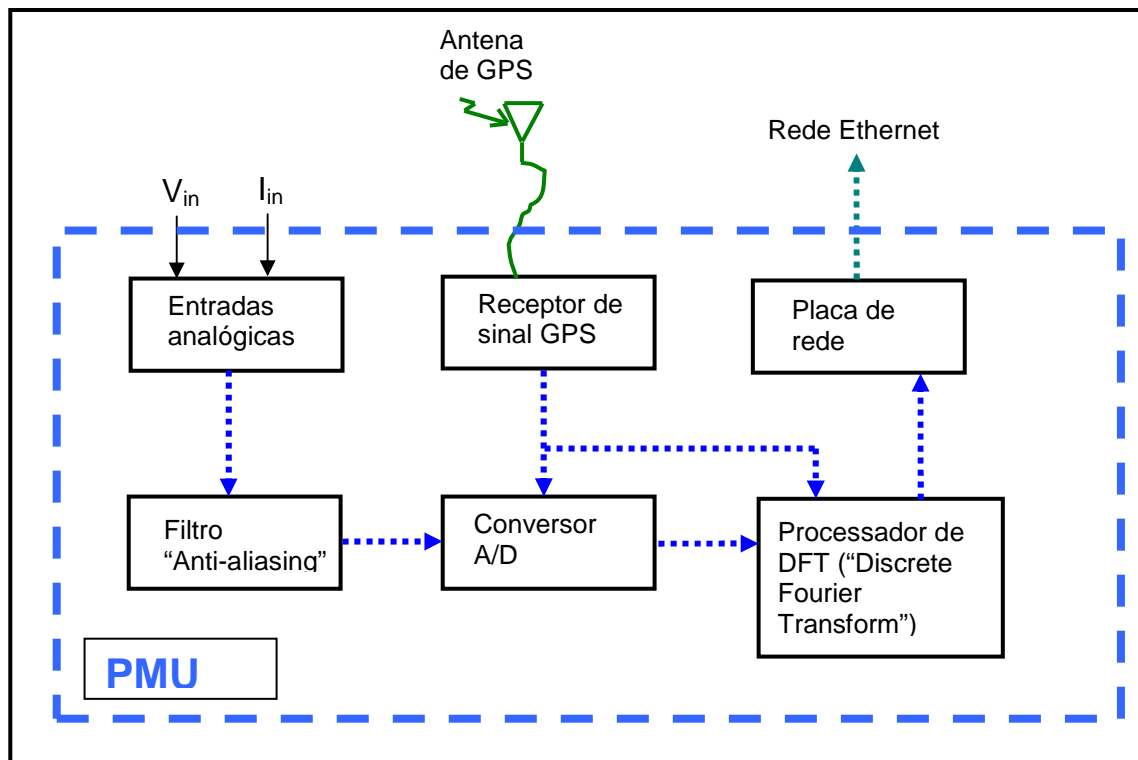


Figura 5-6: Esquema simplificado da unidade de medição fasorial sincronizada PMU.

O concentrador de dados fasoriais conhecido como PDC (*Phasor Data Concentrator*) é responsável:

- Recebimento dos sincrofasores originados nos PMUs
- Tratamento de erros de transmissão de dados devido à utilização do protocolo de comunicação UDP/IP.
- Correlação de estampas de tempo.
- Armazenamento centralizado dos dados.
- Disponibilização centralizada dos dados.
- Solicitação de dados perdidos também devido à utilização do protocolo UDP/IP.
- Operação contínua em tempo real.

Na figura 5.7 estão mostradas as atribuições básicas de um PDC.

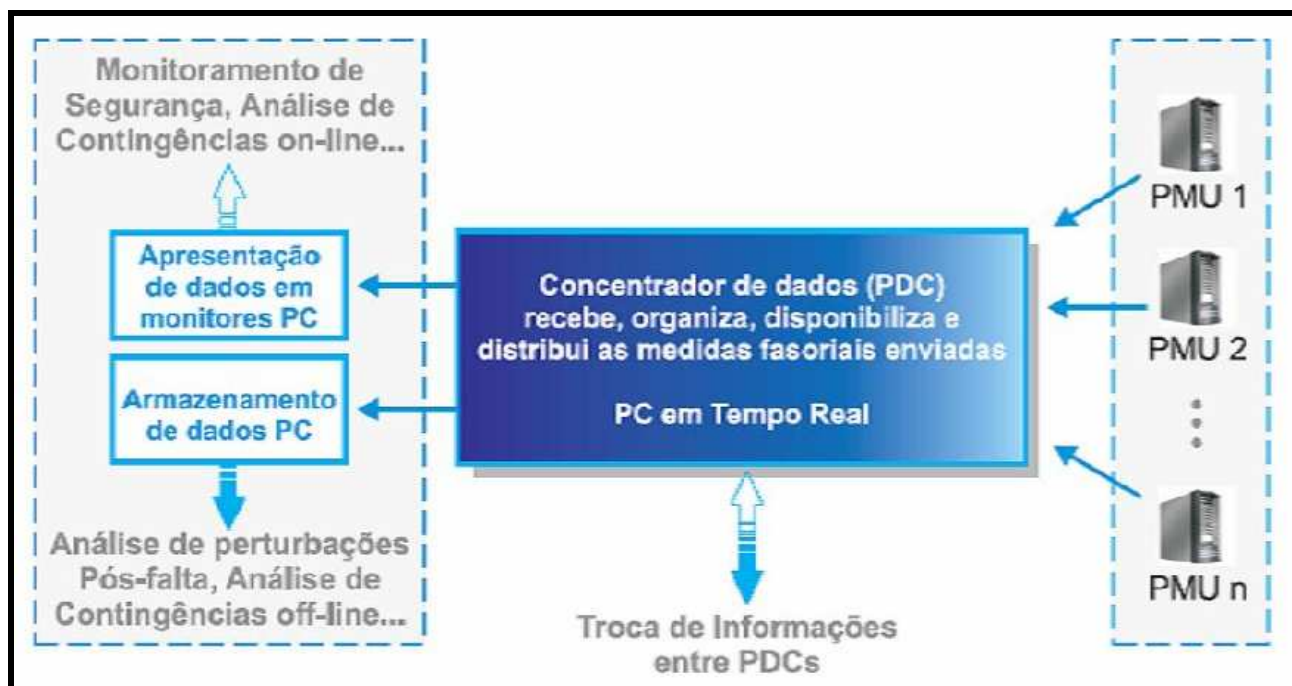


Figura 5-7: Funções básicas de um PDC.

Percebe-se, então, que os requisitos básicos de um PDC devem ser alto desempenho em tempo real e uma grande capacidade para armazenamento dos dados em tempo real. O PDC é um equipamento dedicado que deve ter confiabilidade e disponibilidade.

Apesar das aquisições das grandezas serem sincronizadas nas PMUs, o envio destas, via rede de comunicação, é naturalmente assíncrono necessitando de nova sincronização pelo PDC. A re-sincronização dos dados deve introduzir o menor atraso possível, necessitando de um desempenho computacional excelente para operação em tempo real. O PDC deve ter capacidade de executar a correlação de dados enviados tardiamente pelas PMUs e armazenar dados não válidos na sua base histórica para futuras consultas. Nota-se que o principal fator limitante do PDC,

devido a quantidades de PMUs e seus canais associados, é a sua capacidade de armazenamento em tempo real.

Como exemplo de capacidade de armazenamento e considerando o armazenamento em ponto flutuante com 4 bytes por variável e os arquivos sem código de controle devido ao uso do UDP/IP, tem-se para um fasor: as variáveis de estampa de tempo, módulo, ângulo, frequência e variação de frequência um total de 22 bytes. Considerando 60 sincrofases por segundo teremos:

- 1320 bytes por segundo.
- 4,53 Mbytes por hora.
- 108,76 Mbytes por dia.
- 761,35 Mbytes por semana.

A arquitetura geral de um sistema de medição fasorial sincronizado no tempo é mostrada na figura 5.8.

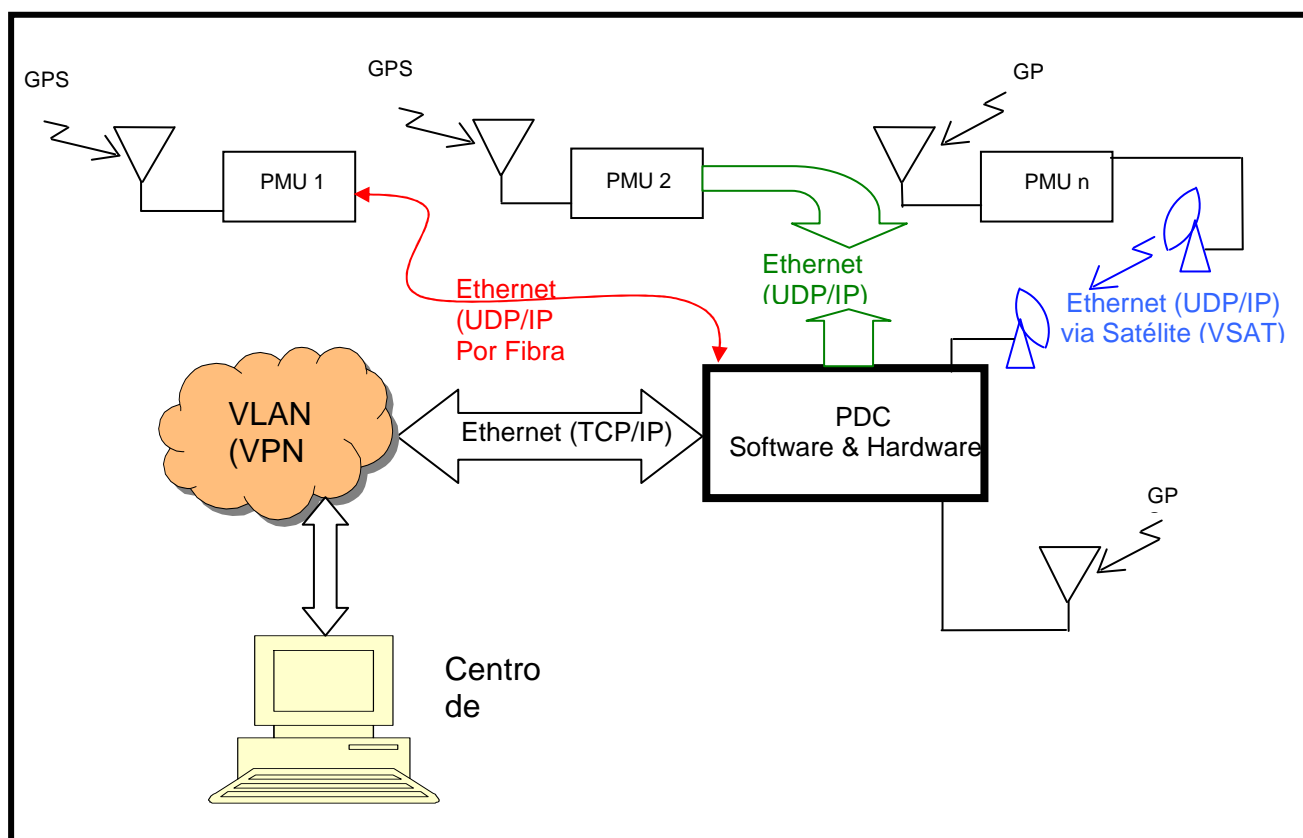


Figura 5-8: Arquitetura geral de um sistema de medição fasorial sincronizado no tempo.

Os meios físicos do sistema de comunicação que viabiliza o uso dos sincrofasores oriundos dos vários PMUs, pelos aplicativos do Centro de Operação do Sistema, podem ser diversos. Como exemplo, pode-se citar a fibra óptica de redes Ethernet de longa distância e locais, par trançado de redes Ethernet locais e onda portadora via satélite (VSAT) de redes Ethernet de longas distâncias.

Os requisitos específicos de um sistema de comunicação de sincrofasores em tempo real devem ser:

- Arquitetura de rede que garanta o envio contínuo de dados.
- Largura de banda garantida.
- Baixa latência.
- Alta imunidade a ruídos.

Para o uso dos dados históricos existe a necessidade de grande largura de banda.

De acordo com a norma IEEE C37.118[19], os PMUs operam como servidores aguardando comando e reagindo a estes e o PDC deve operar como clientes gerenciando as conexões, solicitando as configurações das PMUs e solicitando o início e fim do envio de dados.

A utilização da transmissão *multicast* minimiza a largura de banda.

Ressalte-se que o sistema de medição fasorial sincronizado no tempo é um ambiente distribuído que abrange vários recursos de sistema tais como dados, recursos computacionais e programas que estão espalhados em várias localizações. Estes recursos necessitam de um sistema de comunicações para poder interagir entre si. Ou seja, o sistema de comunicação é o mecanismo de distribuição para a troca de dados e informações de controle e pode ser transparente aos usuários finais ou visíveis o bastante para que se saiba qual a rede que oferece a melhor interligação dos recursos. Seja qual for o caso, a comunicação entre os nós, que são os PMUs e PDC, é indispensável e exige uma rede física para estabelecer a conexão com todos os nós de interação.

A arquitetura cliente/servidor é um subconjunto de processamento cooperativo, que, por sua vez, é um subconjunto de processamento distribuído. O compartilhamento dos recursos é um dos objetivos e benefícios da distribuição. Os sistemas interconectados formam uma rede que pode transmitir mensagens, ou pacotes de informações, entre locais de instalação, sistemas, terminais e programas diferentes. Vários conceitos tais como, pontes, *gateways*, camadas de enlace, são utilizados

com muita frequência quando o assunto é sincrofasor; por esse motivo, alguns conceitos são abordados no Anexo C para o melhor entendimento.

De acordo com o Anexo C, conclui-se que o protocolo de comunicação mais adequado a comunicações em tempo real é o UDP/IP.

O tamanho dos *frames* ou pacote de dados, conforme a norma IEEE C37.118[19], é assim definido:

- Para grandezas em ponto flutuante:
 - Campos fixos para SYNC, FRAMESIZE, IDCODE, SOC, FRACSEC, STAT, FREQ, DFREQ e CRC: 26 bytes fixos.
 - Sincrofasores com módulo e ângulo: 8 bytes por sincrofasor.
 - Transdutor com respectivo valor: 4 bytes por canal.
 - Digitais com informação de estado de equipamentos: 2 bytes por canal.

- Para grandezas em inteiros:
 - Campos fixos para SYNC, FRAMESIZE, IDCODE, SOC, FRACSEC, STAT, FREQ, DFREQ e CRC: 22 bytes fixos.
 - Sincrofasores com módulo e ângulo: 4 bytes por sincrofasor.
 - Transdutor com respectivo valor: 2 bytes por canal.
 - Digitais com informação de estado de equipamentos: 2 bytes por canal.

O protocolo de transmissão UDP/IP sobre Ethernet em modo *unicast* adiciona mais 54 bytes de controle para cada *frame*:

- Ethernet II : 26 bytes para cabeçalho completo.
- Protocolo IP : 20 bytes.
- Protocolo UDP : 8 bytes.

O total de bytes de cada tipo de *frame* fica conforme mostrado a seguir:

- Ponto flutuante: [8 bytes/fasor + 4 bytes/transd + 2 bytes/digital + 80 bytes fixos]
- Inteiros: [4 bytes/fasor + 2 bytes/transd + 2 bytes/digital + 76 bytes fixos]

Ainda de acordo com a norma [19], a taxa de envio de dados em um sistema de 60Hz pode ser de 10, 12, 15, 20 ou 30 sincrofasores por segundo. A tendência atual é de se utilizar a taxa de 60 sincrofasores por segundo.

De posse destes dados e considerando uma PMU com 16 canais fasoriais e mais 4 canais digitais a uma taxa de aquisição de 60 sincrofasores por segundo e utilização de protocolo UDP/IP sobre Ethernet em modo *unicast*, verifica-se a necessidade da seguinte largura de banda:

- Grandezas em ponto flutuante:
 $-\left[(16 \cdot 8 + 4 \cdot 2 + 80) \cdot 60\right] \cdot (8 \text{ bits} / 1024) = 101,25 \text{ kbps.}$
- Grandezas em inteiros:
 $-\left[(16 \cdot 8 + 4 \cdot 2 + 80) \cdot 60\right] \cdot (8 \text{ bits} / 1024) = 69,385 \text{ kbps.}$

Verifica-se que existe a necessidade de equipamentos com grande capacidade de processamento em tempo real e que é necessário definir previamente a largura de banda para assegurar que as aplicações pretendidas de sincrofasores obtenham sucesso.

O PDC, como visto na figura 5.7, disponibiliza os sincrofasores para o sistema de monitoração do Centro de Operação do Sistema e, dependendo dos aplicativos desenvolvidos para o tempo real, é possível obter vários produtos oriundos da aquisição de fasores sincronizados no tempo. Cita-se, como exemplo, a utilização da medição da grandeza ângulo de tensão das barras do sistema, em tempo real, para aplicação direta no estimador de estado, melhorando muito o seu desempenho. Outros exemplos são: visualização nas telas de monitoração em tempo real dos vetores sincronizados; esquemas de controle de emergência (ECE); despacho econômico de carga em tempo real; controle de estabilidade de grupos geradores, quando de comportamento dinâmico do sistema de potência; monitoração do ângulo crítico de despacho de carga; aplicação em relés de proteção do sistema de potência.

Uma demonstração dos resultados obtidos com a aplicação da medição sincrofasorial pode ser visualizada, considerando o sistema isolado da figura 5.9. A medição das grandezas das quatro barras deste sistema pode ser disponibilizada para a operação em tempo real, em forma de medição contínua, como por exemplo, das grandezas do módulo e ângulo de tensão destas barras, conforme mostrado na figura 5.10.

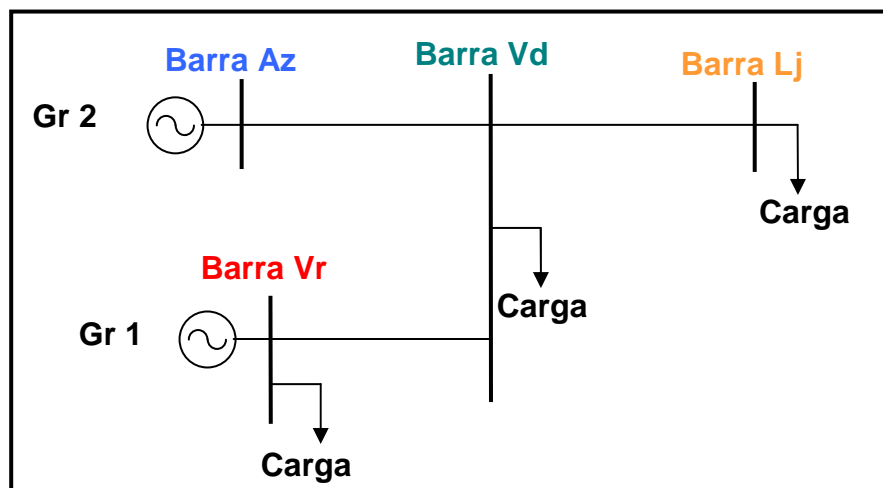


Figura 5-9: Diagrama unifilar de um sistema elétrico isolado.

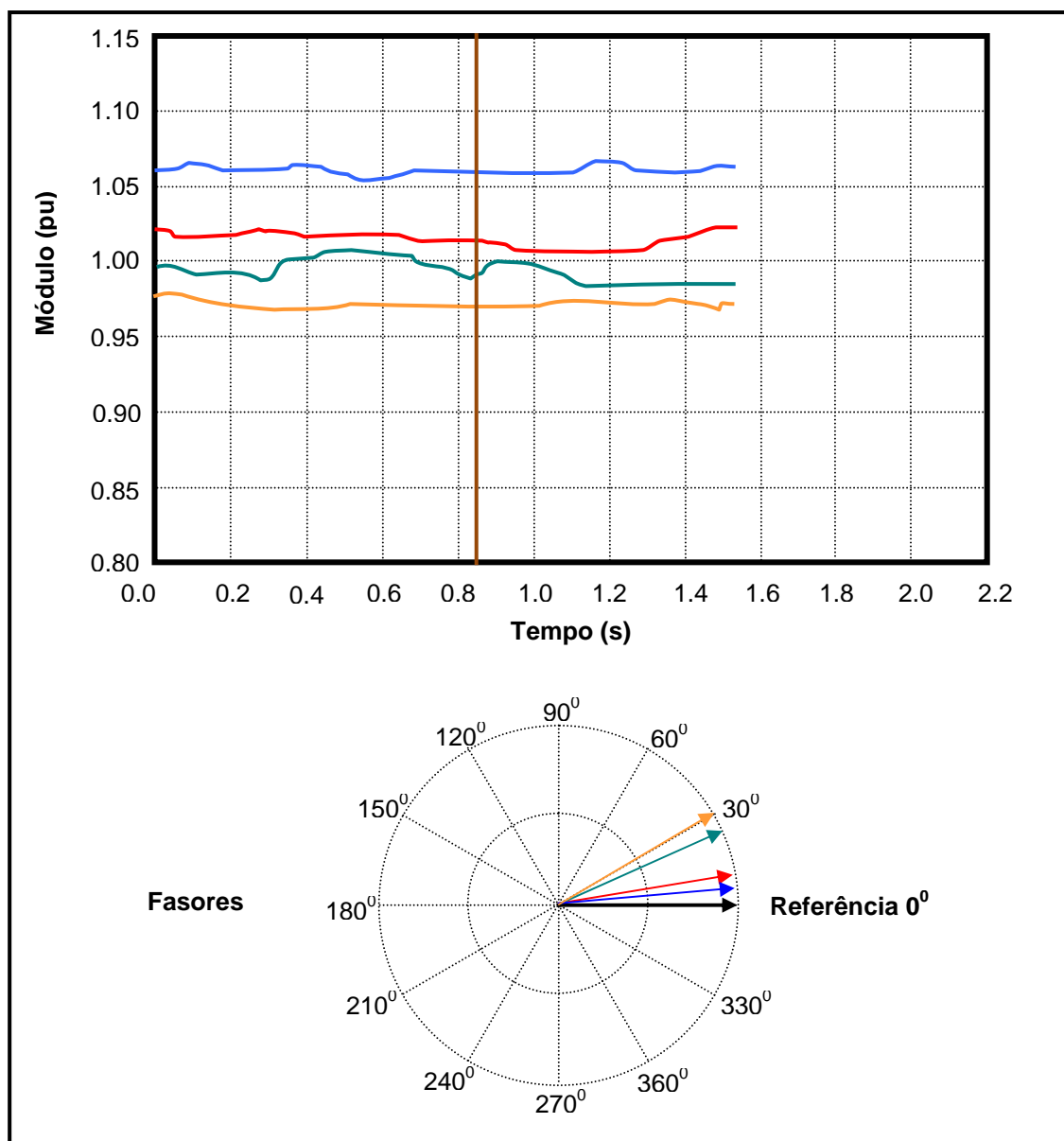


Figura 5-10: Valores de tensão em módulo e ângulo das barras de um sistema isolado.

Uma comparação, mostrada no curso de Medição Fasorial [20], entre a medição do sistema SCADA e a medição do PMU deixa clara a melhor resolução da medição sincrofásorial, como mostrado na figura 5.11.

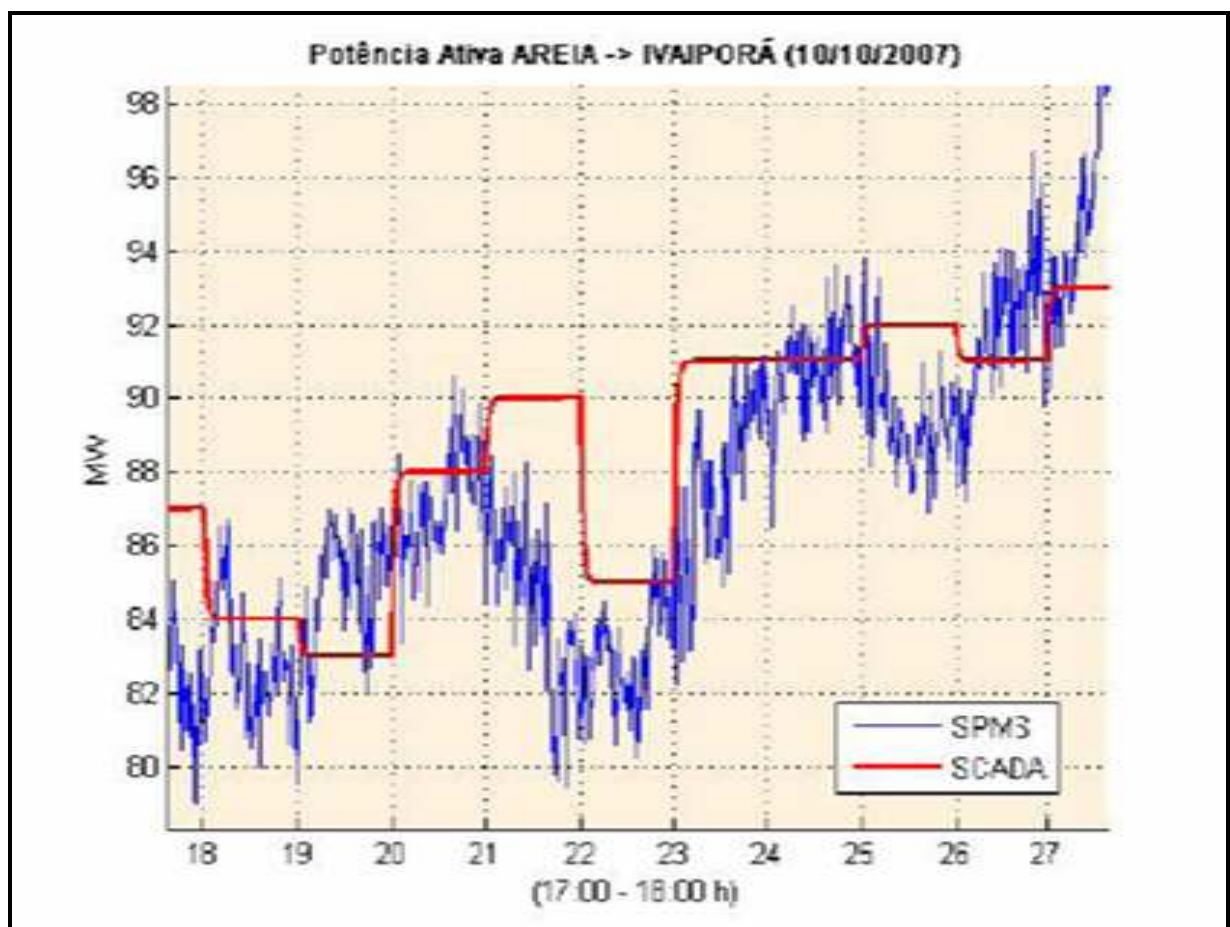


Figura 5-11: Comparação entre a resolução do sistema SCADA e PMU.

5.3 Considerações Finais do Capítulo

A medição fasorial sincronizada no tempo apresenta inúmeras inovações, tanto para a operação em tempo real como para análises de históricos do comportamento do sistema elétrico. Entretanto, para que todos os benefícios desta tecnologia sejam plenamente aproveitados é necessário um conhecimento básico de tecnologias de rede e sincronização. O dimensionamento das redes, a partir da norma IEEE

C37.118 [19], assim como dos equipamentos que processam os grandes volumes de dados gerados pelas PMUs, é fundamental para garantir o desempenho satisfatório de todo o sistema de medição sincronizada no tempo.

6 Análise Clássica de Observabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

6.1 Introdução

Conforme descrito no item 3.2, estimação de estado é o processo de se determinar o valor para uma variável de estado do sistema, baseado em medições do sistema e de acordo com algum critério definido. Usualmente, o processo envolve medições imperfeitas e redundantes e o processo de estimação dos estados do sistema é baseado em critérios estatísticos que avaliam o valor mais real das variáveis de estado, minimizando ou maximizando o critério selecionado [16].

Para um sistema elétrico de potência ser considerado um Sistema Observável, ele deve corresponder à seguinte definição:

"Um sistema de potência é observável, com respeito a um conjunto de medidas M, se as variáveis de estado do sistema (módulo e ângulo das tensões em todas as barras) puderem ser determinadas por um estimador de estados, por meio do processamento das medidas pertencentes a M. Caso não seja possível estimar os estados, o sistema é considerado não-observável" [1].

A definição da observabilidade de um sistema consiste em determinar se as medidas das grandezas que compõem um dado plano de medição são suficientes para permitir a estimação dos estados do sistema. Dessa forma, fica evidente a importância da análise de observabilidade, antes da execução da estimação de estados.

6.2 Observabilidade Algébrica e Observabilidade Numérica

De acordo com as Equações (4.9) e (4.10) discutidas na seção 4.4, quando o número de parâmetros que estão sendo estimados for menor que o número de grandezas medidas, a solução do problema de estimação de estados é viável. Assim, definindo-se a matriz G, conforme demonstrado em [1]:

$$G = H^T R^{-1} H \quad (6.1)$$

A matriz G , denominada matriz de informação ou matriz ganho, é simétrica e é definida positiva se, e somente se, o número e a distribuição das medidas do plano de medição forem tais que assegurem a observabilidade da rede elétrica. Se estas condições forem satisfeitas, a equação:

$$G\Delta\hat{x}_k = H^T R_m^{-1} \Delta_z \quad (6.2),$$

apresenta uma solução única.

Uma condição necessária para viabilizar a solução do problema de estimação de estados é que a matriz G seja não-singular. Como a matriz R é suposta diagonal e não-singular, a matriz Jacobiana do modelo de medição, H , deve ter posto completo.

Verifica-se, portanto, a existência de uma relação entre a definição de observabilidade, apresentada no item 6.1, e o posto da matriz H . Assim, um sistema é definido como sendo algebricamente observável em relação a um conjunto de medidas M se, e somente se, a matriz H possuir posto igual a n , onde n é a dimensão do vetor de estados x [1].

Com a possibilidade que problemas numéricos advindos de mau condicionamento ou do ponto de operação adotado fossem considerados, introduziu-se a definição de observabilidade numérica [1]:

"Um sistema de potência é numericamente observável em relação a M , se as estimativas para os estados puderem ser obtidas por meio da solução iterativa a partir da partida plana, ou seja, atribuindo-se valores iniciais iguais a 1,0 pu para os módulos e 0,0 radiano para os ângulos das tensões nas barras."

Conforme descrito em [1], os métodos propostos verificam a observabilidade numérica de sistemas por meio da fatoração triangular, durante o processo de solução da equação normal. Outra possibilidade seria o cálculo do posto da matriz Jacobiana para determinar a observabilidade algébrica. Esta segunda alternativa é descartada porque o tempo de cálculo exigido não seria compatível com aplicações em tempo real e também porque esta abordagem não forneceria diretamente informações sobre os pontos fracos do plano de medição, nem com relação às ilhas observáveis do sistema.

Outra forma de solução, proposta neste trabalho, é dos métodos topológicos, que investigam a observabilidade de sistemas a partir de informações sobre a topologia da rede e sobre a natureza e localização das medidas disponíveis no sistema acrescida das facilidades da medição sincrofasorial; isto disponibiliza, para o estimador de estado, a informação do ângulo das tensões de barra como mais uma grandeza de estado. A metodologia e as principais características deste método estão descritas nas próximas seções.

6.3 Aplicação da Teoria de Grafos na Observabilidade

A observabilidade topológica está baseada na teoria dos Grafos. Com a finalidade de rever alguns conceitos dessa teoria, ressaltam-se alguns conceitos no Anexo D. Os primeiros trabalhos estabelecendo a relação precisa entre a localização das grandezas no sistema elétrico e o grafo da rede foram os publicados por [21]. Os autores estabeleceram a correspondência entre as barras do sistema com os vértices do grafo e as linhas de transmissão com as arestas. As grandezas de fluxo de potência e injeção de potência ficam correlacionadas com as arestas do grafo; dessa forma, o fluxo de potência em uma linha fica associado à aresta onde esse fluxo está sendo medido e a injeção de potência fica associada a qualquer aresta onde as linhas adjacentes estão sendo medidas.

Um conceito importante na observabilidade topológica é o de Árvore Geradora Observável (AGO), no qual, considerando-se um conjunto de medidas M de um sistema de potência, uma árvore geradora do grafo dessa rede vem a ser uma árvore geradora observável somente se for possível associar uma medida M para cada ramo da árvore, de forma que dois ramos não estejam associados à mesma medida.

Da mesma forma, no conceito de floresta observável, não podem existir duas arestas dessa floresta associadas à mesma medida.

Portanto, pode-se definir que um sistema de potência é topologicamente observável em relação a um conjunto de medidas M se, e somente se, existir uma AGO no grafo de rede do sistema em relação a M .

Krumpholz, Clements e Davis em [21] demonstraram, por meio de teoremas, a relação entre a observabilidade topológica e a observabilidade algébrica. De acordo com esses autores, se um sistema de potência for algebricamente observável em relação a um conjunto de medidas M , então existe uma árvore geradora no grafo da rede que é observável e cujas arestas pertencem a M . Como consequência, a possibilidade de solução do problema de estimação de estados pode ser investigada em termos puramente topológicos, por meio da busca de uma AGO no grafo da rede.

6.4 Conceitos de Observabilidades $P-\delta$ e $Q-V$ Desacoplados

Conforme [22] os conceitos de observabilidade $P-\delta$ e $Q-V$ são baseados no princípio de desacoplamento entre variáveis "ativas" e "reativas" que se verifica na análise dos sistemas elétricos de potência. Os autores [22] mostram que, se as mesmas condições que asseguram o fluxo de potência e o estimador desacoplados forem consideradas, o problema de observabilidade pode ser dividido em dois subproblemas.

Considerando o seguinte desacoplamento das medidas das grandezas M :

- Fluxo e injeção de potência ativa = M_p .
- Fluxo e injeção de potência reativa e de magnitude de tensão = M_q .

Para a parte M_p de um sistema formado por N barras definir que esse sistema, em relação às grandezas $P-\delta$, é algebricamente observável, é necessário que o posto da sub-matriz Jacobiana, que relaciona as grandezas ativas com os ângulos das tensões das barras que compõe o sistema, seja de dimensão $N-1$. Esse mesmo sistema é considerado algebricamente observável com relação às grandezas M_q , se e somente se, o posto da sub-matriz Jacobiana que relaciona as medidas reativas com os módulos das tensões das barras for de dimensão N .

Os conceitos topológicos correspondentes aos dois conceitos de observabilidade algébrica apresentados acima são [1]:

- Um sistema composto por N barras é dito ser $P-\delta$ topologicamente observável em relação a M_p , se e somente se, for possível encontrar uma árvore

geradora observável no grafo da rede, de forma que suas $N-1$ arestas estejam associadas às medidas pertencentes a M_p .

- A definição de observabilidade topológica $Q-V$ necessita estender a noção de grafo da rede, de forma que medidas de magnitude de tensão possam ser consideradas. Na análise de observabilidade topológica, as medidas de tensão podem ser representadas por medidas de fluxo de potência reativa em uma linha fictícia, de susceptância unitária, conectando a barra onde a tensão está sendo medida a uma referência, isto é, à terra. Torna-se necessário, portanto, adicionar um vértice extra ao grafo da rede para representar o nó “terra” da rede. Assim, para efeito da observabilidade $Q-V$, o grafo da rede estendido passa a conter $N+1$ vértices. Dessa forma, é possível estabelecer que um sistema de potência composto por N barras é $Q-V$, topologicamente observável, se for possível encontrar uma árvore geradora observável no grafo da rede estendido, de tal forma que suas N arestas estejam associadas a medidas pertencentes a M_q .

6.5 Conceito de Grafo de Medição G_M

A análise topológica generalizada se baseia na busca de uma árvore geradora observável no grafo de medição. Dessa forma, o conjunto de vértices do grafo de medição G_M corresponde às barras do sistema de potência, enquanto que as arestas de G_M são formadas pelas medidas disponíveis no plano de medição adotado. Considerando a análise de observabilidade $P-\delta$, as medidas de fluxo de potência ativa e as medidas de injeção de potência ativa criam arestas em G_M de acordo com as regras que seguem [1]:

- Se o fluxo de potência ativa na linha $i-j$ for medido, então os vértices i e j em G_M são conectados por uma aresta que estará associada àquela medida de fluxo, entendida como aresta de fluxo;
- Se a injeção de potência ativa na barra i for medida, serão criadas arestas em G_M conectando o vértice i a cada um de seus vértices adjacentes, sendo que todas estas arestas estarão associadas à medida de injeção na barra i .

O mesmo procedimento, descrito acima, é adotado para a análise de observabilidade $Q-V$ e para as medidas de magnitude de tensão, as arestas são tratadas como um fluxo de potência reativa fictício, conforme descrito no item anterior.

Em termos do grafo de medição, a análise de observabilidade topológica é investigada por meio da busca de uma árvore geradora observável em G_M . O processo de busca deve ser acionado duas vezes: uma para a análise de observabilidade $P-\delta$ e outra para a análise de observabilidade $Q-V$. No primeiro caso, a árvore geradora observável tem $N-1$ arestas, enquanto que no segundo esta é composta por N arestas, devido à adição do nó terra. No caso particular em que medidas ativas e reativas são feitas aos pares e uma única medida de tensão é considerada na barra de referência angular, a solução de um problema corresponde à solução do outro e, portanto, o processo de busca precisa ser ativado apenas uma vez.

6.6 Algoritmo para a Determinação da Observabilidade Topológica

Conforme proposto em [23] e explanado em [1], o algoritmo combinatório determina a observabilidade topológica em termos do grafo de medição do sistema, como já descrito nos itens acima. Este algoritmo, assim como os algoritmos de análise de observabilidade topológica em geral, é dividido em duas etapas:

1. Processamento de arestas de fluxo;
2. Processamento de arestas de injeção.

Nesse método proposto em [23], o processamento das arestas de fluxos consiste, basicamente, na busca de uma floresta observável F , em um subgrafo de G_M , formado apenas por arestas de fluxo. Se F for uma árvore geradora de G_M , as medidas de injeção não precisam ser processadas e o sistema é dito topologicamente observável. Caso contrário, F servirá de ponto de partida para a segunda etapa.

Na segunda etapa, o algoritmo tenta expandir F examinando cada uma das arestas de injeção. Esta etapa é bem mais complexa, uma vez que não se sabe

antecipadamente qual aresta, dentre aquelas associadas a uma determinada medida de injeção, deve ser escolhida de forma a propiciar a máxima expansão de F . Para tratar deste problema, um grafo auxiliar é gerado, de forma que medidas de injeção já processadas possam ser remanejadas até a obtenção da árvore geradora observável (AGO) ou, caso o sistema não seja observável, até a obtenção da máxima floresta observável.

6.7 Considerações Sobre Análise de Criticidade de Medidas

Para um determinado sistema de potência observável, com respeito a um plano de medição M , uma medida é dita crítica quando a eliminação dela de M torna o sistema não observável. Do ponto de vista matemático, isto significa que a perda de uma medida crítica reduz o posto da matriz Jacobiana J de uma unidade [1], ou seja, esta medida contém a única informação sobre uma determinada variável de estado que, conseqüentemente, não pode ser estimada quando da eliminação da referida medida.

Define-se como conjunto crítico, um subconjunto de medidas de M , tal que a remoção de uma dessas medidas do plano de medição, torna as medidas remanescentes críticas [1].

De acordo com [24] é possível mostrar que o resíduo de estimação normalizado, associado a uma medida crítica, é nulo, o que reflete o fato de não existir nenhuma informação redundante com a medida em questão. Com relação aos conjuntos críticos, demonstra-se que os resíduos normalizados, associados às medidas pertencentes a um determinado conjunto crítico, terão o mesmo valor absoluto como abordado em [25].

Como consequência direta dessas propriedades, medidas críticas contaminadas por erros não podem ser detectadas, enquanto que um erro em qualquer medida pertencente a um conjunto crítico não pode ser corretamente identificado [26].

O desempenho de um estimador de estado está relacionado diretamente à existência de grandezas e ou conjuntos críticos em planos de medição. Para a garantia de sucesso de um estimador de estado, é essencial se dispor de ferramentas para a determinação de medidas e de conjuntos críticos.

Um algoritmo essencialmente topológico para a análise de criticidade de medidas é apresentado em [27] Este algoritmo faz uso das mesmas ferramentas matemáticas

utilizadas na investigação da observabilidade topológica, permitindo o processamento simultâneo das análises de observabilidade de sistemas e criticidade de medidas.

Outra contribuição para melhoria do desempenho do estimador de estado é a redundância oferecida pela medição sincrofasorial, a qual disponibiliza o ângulo das tensões das barras como uma grandeza de estado.

6.8 Considerações Finais do Capítulo

A observabilidade topológica, baseada na definição de grafo de medição e nas variáveis de estados convencionais, isto é, nas tensões complexas nas barras, é solucionada por meio da verificação da existência ou não de uma árvore geradora observável.

Os algoritmos topológicos, por não utilizarem cálculos em ponto flutuante, fornecem resultados que, em caso de não-observabilidade do sistema, podem tanto ser utilizados para a definição de ilhas observáveis quanto para a inclusão de pseudomedidas que propiciem a recuperação artificial da observabilidade do sistema.

A determinação da criticidade de medidas, informação fundamental para o processamento de erros, pode ser resolvida simultaneamente à análise de observabilidade, o que constitui uma característica importante dos métodos puramente topológicos.

Finalmente, verifica-se claramente que os algoritmos de observabilidade topológica, hoje disponíveis, baseiam-se na modelagem barra/ramo da rede e, portanto, não podem ser aplicados a sistemas onde a representação explícita dos disjuntores é desejada.

A extensão destes algoritmos, com a introdução da medida do ângulo das tensões das barras, de forma a permitirem a análise de observabilidade e criticidade de medidas de sistemas modelados no nível de seção de barra, é proposta em [1] e utilizada como base deste trabalho.

A aplicação dos ângulos das tensões das barras como grandeza de estado, possível hoje devido ao desenvolvimento das PMUs, contribui para a redução da criticidade das medidas e foi recentemente abordada na estimação de estados convencional [10] e [28]. No entanto, não foram encontradas publicações que avaliassem o

impacto das PMUs na abordagem generalizada da estimação e da análise de observabilidade, que são alvo principal deste trabalho, conforme descrito nos próximos capítulos.

7 Aplicação da Medição Sincrofasorial na Estimação de Estado Generalizada

7.1 Introdução

Conforme descrito no item 3.5 e ilustrado na figura 3.5, o configurador da rede elétrica processa as medidas digitais transmitidas pelo SCADA para determinar a topologia atual do sistema elétrico em operação. Linhas abertas, transformadores ou geradores fora de operação, são alguns dos pontos determinados. Essas informações são obtidas a partir dos contatos auxiliares dos disjuntores dos respectivos circuitos os quais podem ser, conforme sua construção, contatos normalmente abertos (52a) ou contatos normalmente fechados (52b). Esses contatos, em geral, são duplicados por meio de relés auxiliares e são utilizados para informar a posição do disjuntor para esquemas de proteção, automação e alarmes locais. Os contatos auxiliares dos disjuntores localizam-se nas suas respectivas caixas de comando instalados no pátio da subestação. Estão sujeitos às intempéries e por isso são susceptíveis a falhas. A duplicação destes contatos por meio de outros relés auxiliares retarda e diminui a confiabilidades dessa informação. A maior parte da literatura e das implementações práticas em estimação de estados considera a modelagem barra-ramo da rede. Neste caso, os dados digitais, correspondentes às posições dos disjuntores, são verificados pelo configurador da rede elétrica, que obtém a modelagem barra-ramo a partir do nível físico da rede. Portanto, a estimação de estados convencional pressupõe que os dados processados pelo configurador estejam corretos, embora isto não seja sempre verdadeiro, conforme mencionado acima, devido à pouca confiabilidade dos contatos auxiliares dos disjuntores.

A modelagem barra/ramo não é eficaz para identificar os erros de topologia que não foram detectados pela análise de configuração, pois um contato 52a emperrado ou com o came desregulado, pode informar um disjuntor fechado quando na realidade ele está aberto. A representação de ramos de impedância nula proposta em [3], [4] e [5] originou a estimação de estados generalizada que permite a análise de erros de topologia para a estimação, conforme proposto em [6], [7] e [29]. Esta abordagem permite a modelagem de regiões suspeitas da rede ao nível do arranjo do

barramento da subestação, onde disjuntores são diretamente representados, aumentando assim a confiabilidade da identificação de erros de topologia.

No caso particular do método apresentado em [7], a estimação de estados generalizada é tratada como um problema de minimização restrita. O cálculo dos multiplicadores de Lagrange normalizados e associados às restrições operacionais, que representam a posição dos disjuntores, possibilita a detecção e identificação de erros de topologia. A estimação de estados generalizada e os multiplicadores de Lagrange normalizados, conforme proposto em [7], foram utilizados como base de métodos de identificação de erros de topologia [30]. A inclusão da medição sincrofasorial, com o desenvolvimento recente das PMUs, disponibiliza para aplicação, medições referentes aos ângulos das tensões das barras do sistema. A inclusão desse novo tipo de medida aumenta a redundância do plano de medição, possibilitando um melhor desempenho do estimador de estado e das técnicas de identificação de erros de topologia. Este trabalho aborda a inclusão das medições sincrofasoriais na formulação do problema de estimação de estados e na análise de observabilidade topológica generalizadas, onde os disjuntores são explicitamente representados. Dessa forma, uma descrição detalhada da representação de ramos chaveáveis no modelo da rede e seu impacto na estimação de estados generalizada é apresentado neste item.

7.2 Estimação de Estado Generalizada

A generalização da estimação de estados convencional permite sua aplicação a sistemas modelados ao nível do barramento da subestação, onde os disjuntores são diretamente representados [1]. Os fluxos através destes ramos chaveáveis são incluídos no problema de estimação como novas variáveis de estado, assim como os ângulos das tensões das barras dos sincrofasores. Apesar do aumento no número de variáveis a serem estimadas, ocorre a inclusão de redundância de importantes informações provenientes desta representação, tais como medidas de fluxo em disjuntores, injeção de potência nula em barra auxiliar e diferença angular e de potencial nulas em disjuntores fechados.

A análise de observabilidade deve ser igualmente estendida, de forma a incluir as novas variáveis de estado, quais sejam, as tensões complexas nas barras auxiliares e os fluxos através dos disjuntores. A análise de observabilidade estendida permite

verificar se, juntamente com as variáveis de estado convencionais, os valores das novas variáveis de estado podem ser estimados a partir do conjunto de medidas disponíveis e das informações provenientes da representação dos ramos chaveáveis.

A modelagem dos ramos chaveáveis na estimação de estados generalizada pode ser feita representando-os por ramos de impedância nula [3], [4] e [5]. As principais características desta modelagem estão descritas na próxima subseção, baseadas em [1].

7.3 Modelagem de Ramos de Impedância Nula com Inclusão de Medidas Sincrofasoriais

A informação normalmente utilizada para identificar se um disjuntor está aberto ou fechado, refere-se a uma impedância suficientemente pequena para representar disjuntor fechado ou suficientemente grande para representar disjuntor aberto. Tal consideração nos cálculos de estimação de estado não tem perda apreciável de precisão, porém tendem a produzir problemas numéricos, tornando este procedimento inviável.

Conforme apresentada em [1], a proposta de Monticelli e Garcia [3], [4] e [5], elimina o aparecimento da impedância dos ramos chaveáveis no modelo matemático da rede, contornando os problemas discutidos acima. Esta modelagem requer algumas alterações na formulação convencional da estimação de estados. Primeiramente, os fluxos de potência ativa e reativa através dos disjuntores devem ser incluídos como novas variáveis de estado. Assim, na modelagem de um disjuntor entre os nós i e j , os fluxos de potência ativa t_{ij} e reativa u_{ij} através deste são incluídos no vetor de estados. O vetor de estados x passa, então, a ser formado pelas magnitudes e ângulos das tensões nodais do sistema e pelos fluxos ativo e reativo através dos disjuntores representados no modelo da rede.

As informações provenientes das posições - aberto ou fechado - dos disjuntores, que são representados no modelo, devem também ser incluídas no problema de estimação de estados. Sabe-se que, se um disjuntor estiver fechado, a diferença angular e a queda de tensão entre seus terminais são nulas. Por outro lado, se o disjuntor estiver aberto, os fluxos de potência ativa e reativa através deste são iguais

a zero. Essas informações podem ser inseridas no modelo matemático do estimador, tanto sob a forma de pseudo-medidas quanto de restrições de igualdade.

Além disso, a inclusão dos fluxos através dos disjuntores, como novas variáveis de estado, implica que eventuais medidas de fluxo de potência em disjuntores serão expressas unicamente em termos das novas variáveis de estado e não como funções das tensões complexas. Se os fluxos de potência ativa e reativa através de um disjuntor, cujos nós terminais i e j são medidos, estas medidas serão expressas por:

$$z_{t_{ij}} = t_{ij} + \varepsilon_{t_{ij}} \quad (7.1)$$

$$z_{u_{ij}} = u_{ij} + \varepsilon_{u_{ij}} \quad (7.2)$$

onde:

$\varepsilon_{t_{ij}}$ e $\varepsilon_{u_{ij}}$ são os erros aleatórios das grandezas medidas de fluxo de potências ativa e reativa do disjuntor $i - j$, respectivamente;

As expressões relativas às medidas de injeção de potência ativa e reativa que envolvem ramos chaveáveis são também afetadas pela definição das novas variáveis de estado. Estas injeções podem ser expressas como a soma dos fluxos de potência nos ramos incidentes à barra onde a injeção é medida. Para os ramos convencionais, os fluxos são calculados da maneira usual, ou seja, em termos dos ângulos e magnitudes das tensões. Para os ramos de impedância nula, entretanto, os fluxos são expressos diretamente em função das novas variáveis de estado. Assim, se as injeções de potência ativa e reativa da barra i são medidas, as medidas de injeção ativa z_{p_i} e reativa z_{q_i} , podem ser expressas por:

$$z_{p_i} = \sum_{k \in \Omega_i} t_{ik}(\delta_i, \delta_k, V_i, V_k) + \sum_{l \in \Gamma_i} t_{il} + \varepsilon_{p_i} \quad (7.3)$$

$$z_{q_i} = \sum_{k \in \Omega_i} u_{ik}(\delta_i, \delta_k, V_i, V_k) + \sum_{l \in \Gamma_i} u_{il} + \varepsilon_{q_i} \quad (7.4)$$

onde,

t_{ik}, u_{ik} : fluxos de potência ativa e reativa através do disjuntor $i - k$, respectivamente;

$\varepsilon_{p_i}, \varepsilon_{q_i}$: erros aleatórios das medidas de potência ativa e reativa, respectivamente;

Ω_i, Γ_i : conjuntos de ramos convencionais e chaveáveis ligados à barra i , respectivamente.

7.4 Estimação de Estados com Inclusão da Medição Sincrofasorial

Conforme descrito no Capítulo 5, o ângulo de abertura δ entre as tensões das barras de um sistema elétrico pode ser medido com exatidão por meio do sistema PMU. Assim, o fasor de tensão medido nas barras do sistema recebe estampa de tempo de um GPS e torna-se um sincrofasor, que é disponibilizado pelo PDC para o sistema SCADA utilizá-lo como uma grandeza de estado medida e confiável, na análise de observabilidade e na estimação de estado.

Inicialmente, a medição dos sincrofasores visou à aplicação em estimação de estado. Na sequência, outras aplicações foram desenvolvidas tais como, uso dos resultados da observabilidade incompleta com implementação parcial de sistemas de medição sincrofasorial, monitoração do fenômeno dinâmico de sistemas de potência em tempo real, *feedback* em sistemas de controle, sistemas de proteção adaptativos como relés de perda de sincronismo e previsão da margem de estabilidade de tensão e estabilidade angular [11].

Os maiores benefícios de se adicionar a medição sincrofasorial à observabilidade e ao estimador de estado pode ser resumido da seguinte forma:

- Devido às características construtivas e à forma de aplicação dos transformadores de potencial (TP), os quais medem uma grandeza relativamente constante, se comparada à medição de corrente como descrito no item 3.3, as medições do módulo e do ângulo das tensões, possuem boa exatidão. A inclusão de duas grandezas medidas com baixo desvio padrão ($\sigma < 1$) permite uma melhor precisão nos resultados obtidos pelo estimador de estados.
- A medição sincrofasorial pode ser utilizada para corrigir dados de modelos imprecisos, tal como das impedâncias e das capacitâncias série de linhas de transmissão. Considerando a disponibilidade de PMUs em cada terminal de uma linha de transmissão, é possível, por meio da medição das correntes e tensões

complexas, determinar o verdadeiro valor instantâneo das impedâncias e capacitâncias série desta linha.

- A redundância da medição é incrementada, o que aumenta a observabilidade do sistema.
- Com base no item 7.3, na modelagem de um disjuntor entre os nós i e j , os fluxos de potência ativa t_{ij} e reativa u_{ij} através dele são incluídos no vetor de estados. O vetor de estados x , passa então a ser formado pelas magnitudes e ângulos das tensões nodais do sistema e pelos fluxos ativo e reativo através dos disjuntores representados no modelo da rede.
- A inclusão da medição de sincrofasores pelas PMUs, aumenta a observabilidade do sistema, fornecendo, nas aplicações da estimação de estado generalizada, subsídios necessários para identificar erros topológicos, naqueles casos em que o configurador de rede convencional informa erroneamente o modo de operação do sistema por meio de medidas digitais diretas, as quais indicam a posição dos disjuntores, como será melhor explanado a seguir no item 7.6.

Para que se possa avaliar o método proposto neste trabalho, pode-se compará-lo com o trabalho descrito por [10] que está reproduzido a seguir:

De acordo com [10], “a inclusão de medição sincrofasorial na estimação de estado convencional pode ser realizada de duas formas. A abordagem mais comum que tem sido imposta pelos fabricantes e outras concessionárias consiste em defender uma nova equação de medição de estimação de estado usando o ângulo de fase da tensão. A outra abordagem alternativa é converter o sincrofasor em uma potência complexa equivalente e usar as componentes de potência ativa (MW) e reativa (Mvar) como uma medição calculada independente na estimação de estado. A vantagem da primeira aproximação está na simplicidade da equação de estimação de estado, a qual é linear, da mesma forma que a equação definida para o módulo da tensão, uma vez que o ângulo do fasor pode ser facilmente adicionado dentro da matriz de estimação de estado. A principal desvantagem está relacionada à dificuldade em localizar os erros de medição para as grandezas de ângulo de fase. Além disso, os ângulos de fase estimados e medidos não podem ser facilmente comparados com qualquer outra medida de grandeza independente, tornando, assim, a análise do desempenho da medição mais difícil. Também a adição da

medição do ângulo de fase não acrescenta uma melhoria efetiva na observabilidade e redundância, como o faz o par MW e Mvar.

Outra desvantagem do uso direto do ângulo de fase está relacionada à dependência desses ângulos com um ângulo de fase de referência. Se a referência for perdida ou corrompida, a medição dos ângulos de fase fica sem valor, a menos que se adote uma nova referência. Acrescente-se que, pequenos erros no ângulo de medição de referência podem afetar significativamente outros ângulos de fase medidos e que são comparados a essa referência.

As desvantagens da aplicação direta do ângulo de fase levam a uma alternativa de aproximação que é baseada na conversão de potência. A aproximação pela conversão de potência não requer nenhuma modificação do “software” do estimador de estado devido ao fato de não existir necessidade de se definir uma nova equação. Um único PMU provê tensão complexa de barra e corrente complexa passante em cada ramo adjacente. Entretanto, as potências complexas, MW e Mvar, devem ser calculadas baseadas nesses fasores para cada ramo e em um único PMU. Isto é equivalente a adição de um grande número de medições analógicas, isto é, duas medições por ramo. Assim, uma plena observabilidade e redundância pode ser obtida com um pequeno número de PMUs se comparadas ao uso das medições analógicas convencionais de MW e Mvar. Essas características são demonstradas em um sistema de quatro barras como a da figura 7.1. Baseado na figura 7.1, para assegurar plena observabilidade usando a equação que utiliza o ângulo diretamente, é necessário introduzir a medição do módulo e ângulo da tensão em cada barra, o que requer a adição de quatro PMUs, isto é, uma PMU em cada barra. Na aproximação por conversão de potência somente uma PMU é necessária para se conseguir plena observabilidade. Isto ocorre porque a conversão de potência provê os pares de MW e Mvar em cada ramo usando a medição da tensão complexa da barra um (1) e as medições das grandezas complexas de corrente dos ramos adjacentes que são providos pelo mesmo PMU. É relativamente fácil de determinar a localização ótima para instalar o PMU na rede não observável tal que a quantidade de PMU adicionais seja a mais vantajosa pelo menor custo de instalação. A adição de PMUs com o propósito de observabilidade é particularmente vantajoso no modelo do estimador de estado da British Columbia Transmission Corporation (BCTC), concessionária onde foi desenvolvido o método aqui descrito, na classe de tensão de até 230kV e nas classes de tensão inferiores, onde a

observabilidade é pobre, requerendo a adição de um grande número de medição analógica convencional.

É muito mais fácil identificar os erros de medição em MW e Mvar pois fluxos MW e Mvar são muito mais intuitivos para o usuário do que ângulos de fase. Some-se a isso que os valores provenientes do estimador de estado e os valores analógicos medidos do sistema SCADA são armazenados no histórico corporativo e estão permanentemente disponíveis para uma análise da performance da medição. Nenhuma referência de ângulo de fase é requerida para a conversão de potência, pois o único deslocamento angular necessário é o requerido entre os fasores de corrente e tensão para o cálculo da potência equivalente.

Por essas razões, a aproximação por conversão de potência tem sido adotada para a implementação do estimador de estado. A medição fasorial foi introduzida no estimador de estado na forma medida de MW e Mvar, com esses pares sendo calculados e transmitidos pelas PMUs. Os valores de MW e Mvar são calculados com os fasores complexos de tensão e corrente em que, para cada ramo, os componentes fasoriais estão disponíveis. As medições calculadas de MW e Mvar são adicionadas dentro do estimador de estado e mais tarde tratadas como outra medida de potência qualquer do estimador de estado.

No modelo de estimador de estado da BCTC, a medição analógica de MW e MVAR é caracterizada por uma faixa de erro de 2 a 20% enquanto que o fasor medido comparável com essa medição, apresenta um erro de 1%, baseado na experiência operacional com estes dados.

Os fasores são adquiridos das PMUs na forma de coordenadas polares, isto é, módulo e ângulo. A cada medição do fasor de corrente ou tensão, um desvio padrão é dinamicamente atualizado para as cinco medições do ângulo de fase amostradas mais recentemente, com o intuito de monitorar a exatidão do ângulo de fase. A potência complexa é então calculada a partir da tensão complexa e pela corrente que circula em cada ramo e que é monitorada pela PMU. O cálculo da potência é executado a cada dois segundos. O desvio padrão das potências MW e Mvar calculadas é determinada dinamicamente, baseada em uma janela deslizante contendo as cinco últimas amostras calculadas mais recentemente. Se o desvio padrão for maior que o limiar pré-definido, as medições relativas a esse limiar são removidas do banco de dados do estimador de estado, considerando a classe de exatidão atribuída ao fasor.

Valores instantâneos de fasores e desvio padrão do ângulo de fase, assim como os correspondentes fluxos de MW e Mvar calculados, são mostrados no “display” do centro de operação do sistema”.

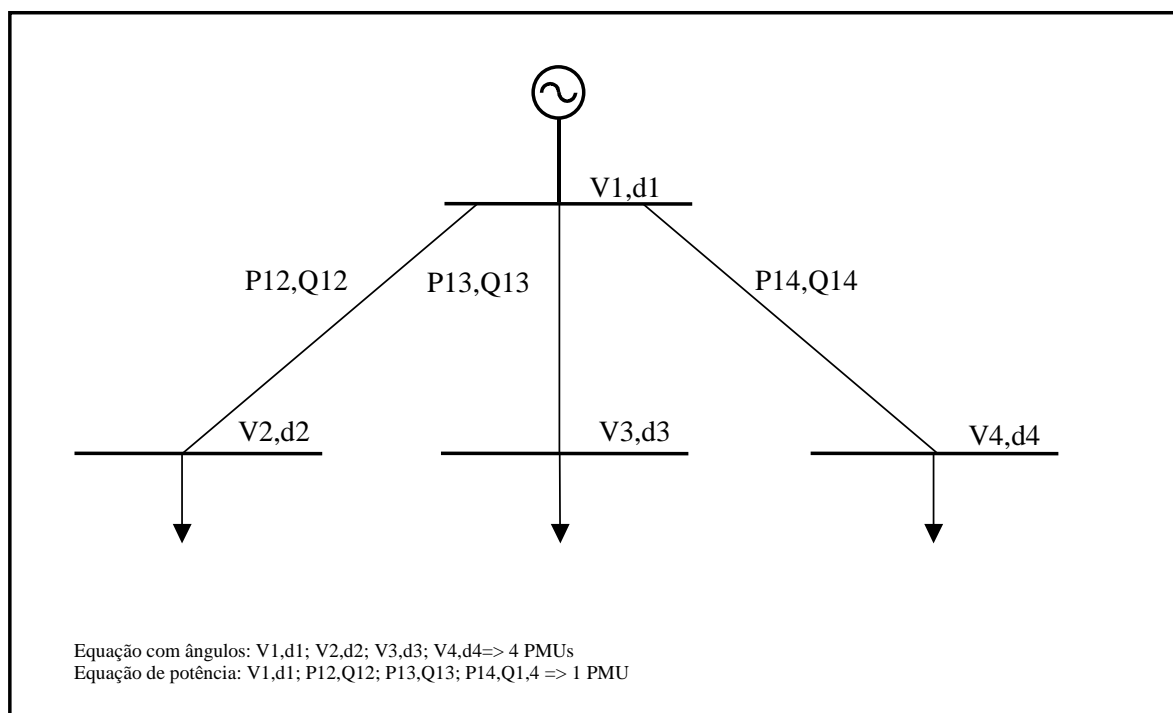


Figura 7-1: Equação do ângulo versus conversão de potência, impacto na observabilidade.

Na abordagem do texto acima, nota-se que os autores [10] têm a preocupação com a identificação de erros de ângulo de fase das tensões de barra e citam esta identificação como uma das principais desvantagens do método que emprega diretamente o ângulo de fase no estimador de estado. No entanto, como já explanado no início deste item, o valor do ângulo de tensão tem boa exatidão e é confiável, não necessitando de métodos que procurem por erros na sua medição. Com base no exemplificado no item 3.3, pode-se verificar que o cálculo das potências MW e Mvar estão mais sujeitas a erros porque dependem diretamente da medição do módulo da corrente, a qual é muito menos confiável que o ângulo da tensão de barra. Isso ocorre, devido à exatidão da medida da corrente ser uma função da relação de transformação utilizada no transformador de corrente (RTC) e do nível da corrente passante.

Com relação à perda da barra de referência para a medição do ângulo de barra, esta preocupação torna-se inexistente na análise de observabilidade porque se utiliza uma referência virtual e não a de uma barra fixa do sistema. Caso a barra de

referência seja perdida, os valores absolutos dos ângulos medidos pelas PMUs podem ser subtraídos de uma barra em relação à outra, obtendo-se, assim, a diferença angular entre as barras. A dúvida dos autores [10] refere-se à formulação do problema de estimação que realmente adota uma barra como referência, da mesma forma que o fluxo de carga.

Os autores utilizaram o circuito radial com quatro barras da figura 7.1 para justificar o impacto da medição sincrofasorial na observabilidade com a utilização de uma única PMU. Devido à necessidade de confiabilidade no suprimento de energia, os sistemas de transmissão deixaram de ser radiais e foram interligados com várias fontes. Considerando a figura 7.2, por exemplo, que é mais condizente com um sistema elétrico de potência, nota-se que serão necessárias quatro PMUs para que se possa obter uma observabilidade do sistema, mesmo utilizando-se o método da conversão de potência. Deste ponto de vista, o método de conversão de potência passa a ser mais desvantajoso, o qual exige, além de igual número de PMUs, um esforço maior de processamento das PMUs. Isso requer processadores mais rápidos e com grande capacidade de memória e de transmissão de dados.

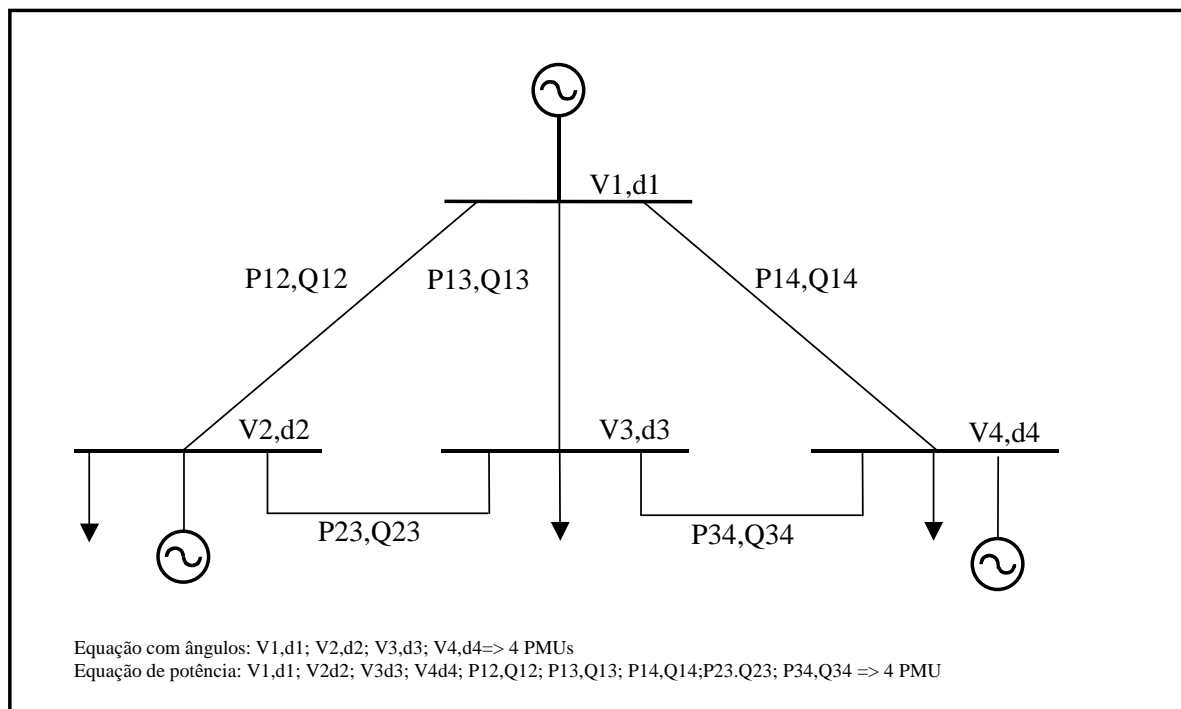


Figura 7-2: Equação do ângulo versus conversão de potência, impacto na observabilidade com sistema todo interligado.

Além disso, na estimação generalizada, como será visto mais adiante, o problema de criticidade de restrições operacionais, ocasionada pela topologia da rede, só pode ser evitada ou reduzida com o aumento de redundância através de medições sincrofasoriais, modelando-a como medição direta de variável de estado.

7.5 Estimação de Estados em dois Estágios com Aplicação de Sincrofasores

A representação de todos os ramos chaveáveis, por ramos de impedância nula em sistemas de potência de grande porte, não é necessária, já que a maior parte das informações sobre o posicionamento de disjuntores em geral está correta [29].

A estimação de estados pode ser realizada em dois estágios, conforme sugerido por Monticelli [5], e aplicado por Abur e outros [29]. No primeiro estágio, a rede é modelada ao nível barra-ramo e os resultados obtidos são utilizados para definir a zona de anomalia, que corresponde à região de impacto dos erros presentes no sistema, devendo incluir as barras suspeitas cujas correspondentes subestações possam conter erros de configuração. No segundo estágio, as barras suspeitas do sistema reduzido, gerado a partir da zona de anomalia, são modeladas ao nível do barramento da subestação. A porção da rede representada neste nível de detalhes é referida como sub-rede relevante. Desta forma, a identificação de erros de topologia é conduzida em um sistema reduzido em que poucas subestações são detalhadas ao nível físico dos seus barramentos.

A zona de anomalia pode ser obtida, por exemplo, utilizando-se os índices de correlação definidos em [31], conforme proposto em [32], ou por meio de procedimentos heurísticos. Outros métodos para definir a zona de anomalia foram propostos em [29] e [6]. A sub-rede relevante deve gozar de certas propriedades [32], sendo a principal destas a ausência de disjuntores fechados em linhas radiais, pois configurações como esta provocam a não-detectabilidade de erros nos “status” de tais disjuntores [33]. O método apresentado em [32] assegura que a sub-rede relevante, obtida a partir da zona de anomalia, apresente tais propriedades.

Conforme ressaltado em [1], a representação explícita de disjuntores abertos na modelagem da sub-rede relevante pode resultar em ilhamento de algumas barras ou de partes da rede reduzida. Esses ilhamentos podem ser consequência de erros no posicionamento de determinados disjuntores, que estão fechados, mas são erroneamente considerados como abertos. É, portanto, essencial que a estimação

de estados generalizada seja capaz de lidar com essas situações, permitindo a representação de disjuntores abertos e o tratamento de sub-redes relevantes detalhadas, formadas por mais de uma ilha. Dessa forma, possíveis erros na posição de tais disjuntores se refletirão nas restrições operacionais correspondentes, possibilitando, assim, a identificação desses erros e da correta topologia da rede. A definição de uma barra de referência para cada ilha da sub-rede relevante em estudo possibilita que, mesmo em casos de ilhamentos, estimações de estados possam ser realizadas. A utilização de informações prévias sobre os estados também permite contornar o problema de ilhamento, porém, a inclusão da medição sincrofasorial no estimador de estado possibilita uma forma a mais de conferir e certificar a posição dos disjuntores do sistema elétrico.

7.6 Estimação de Estados Generalizada como um Problema de Otimização Restrito

Como descrito em [1], o tratamento da estimação de estados generalizada como um problema de minimização restrito foi proposto por Clements e Simões Costa em [33]. A estimação de estados é realizada em dois estágios, conforme discutido na seção anterior, e os ramos chaveáveis são modelados como descrito no item 7.3. As informações provenientes da representação de ramos de impedância nula, do conhecimento de barras de injeção nula e das equações de medidas analógicas são incluídas no problema de minimização da soma ponderada dos quadrados dos resíduos sob a forma de restrições de igualdade, conforme será descrito nas próximas seções.

7.6.1 Restrições Operacionais

Seguindo o estabelecido na seção 6.3, para representar um disjuntor fechado que conecta os nós i e j , as seguintes restrições devem ser incluídas no problema de estimação:

$$\delta_i - \delta_j = 0 \quad (7.5)$$

$$V_i - V_j = 0. \quad (7.6)$$

Por outro lado, se o disjuntor estiver aberto, este é representado pelas restrições:

$$t_{ij} = 0 \quad (7.7)$$

$$u_{ij} = 0. \quad (7.8)$$

Estas restrições são chamadas de restrições operacionais, uma vez que um disjuntor pode ter sua posição modificada de acordo com as necessidades ditadas pelas condições de operação do sistema. As restrições operacionais para disjuntores abertos e fechados são referenciadas, genericamente, na formulação da estimação de estados restrita por:

$$h_0(x) = 0. \quad (7.9)$$

7.6.2 Restrições Estruturais

Além das restrições operacionais, outras restrições podem surgir a partir da modelagem da configuração física da rede. Como exemplo, citam-se as barras ou nós auxiliares cujas injeções de potência ativa e reativa são nulas. Barras auxiliares, com estas características são utilizadas na modelagem de disjuntores abertos ou fechados ao nível do barramento da subestação.

A informação de que a barra i é uma barra ou nó auxiliar é modelada no estimador pelas restrições:

$$p_i = 0 \quad (7.10)$$

$$q_i = 0 \quad (7.11)$$

onde p_i e q_i representam as injeções de potência ativa e reativa na barra i , respectivamente.

Além disso, a definição de uma barra r de referência para cada ilha da sub-rede relevante, conforme discutido na seção 7.3, obedece a uma restrição do tipo $\delta_r = 0$, que será igualmente incluída no problema de estimação.

As restrições de barras de injeção nula e as restrições das barras de referência são chamadas restrições estruturais e serão genericamente referenciadas neste documento por:

$$h_s(x) = 0. \quad (7.12)$$

7.6.3 Modelagem das Medidas Analógicas

O modelo em tempo real deve, necessariamente, incluir também as grandezas analógicas provenientes do sistema de aquisição de dados. Estas medidas seguem o modelo de medição apresentado no Capítulo 4, sendo representadas por:

$$z_m = h_m(x) + \varepsilon_m. \quad (7.13)$$

O vetor de medidas z_m e o vetor de funções não lineares $h_m(x)$ são estendidos de forma a abranger as equações de medidas de fluxo e de injeção de potência que envolvem ramos chaveáveis, conforme descrito no item 7.3 e complementado com a inclusão da medição sincrofasorial em 7.4.

7.6.4 Formulação da Estimação de Estados Restrita

Considere uma sub-rede relevante que já foi definida após os resultados do primeiro estágio do processo, barra/ramo, de estimação de estados, cujo número total de barras e de barra auxiliares seja igual a N e o número total de disjuntores representados no modelo seja igual a n_d . Considere ainda que N_m grandezas estão medidas, incluindo medidas de fluxo em disjuntores e medidas de injeção envolvendo ramos chaveáveis.

O vetor de estados deste sistema é formado por n variáveis, que correspondem aos módulos e ângulos das tensões em todas as barras e seções de barra e aos fluxos de potência ativa e reativa em todos os disjuntores representados no modelo. Portanto, o número de variáveis de estado é dado por:

$$n = 2N + 2n_d \quad (7.14)$$

Os ângulos das barras de referência são incluídos no problema sob forma de restrição de igualdade, fazendo parte, portanto, do conjunto de variáveis a serem estimadas.

Considerando as restrições operacionais e estruturais, o problema que minimiza a função objetivo, definida pela soma ponderada do quadrado dos resíduos de estimação, introduzida pela equação (4.4), com a devida conversão da nomenclatura das variáveis, torna-se um problema de otimização restrita, que pode ser descrito por [33]:

$$\text{Minimizar } \frac{1}{2} r_m^T R_m^{-1} r_m$$

(7.15)

$$\text{Sujeito a } r_m = z_m - h_m(\hat{x})$$

$$h_s(\hat{x}) = 0$$

$$h_0(\hat{x}) = 0$$

onde:

r_m : vetor ($N_m \times 1$) de resíduos das medidas;

R_m : matriz de covariância dos erros de medição, suposta diagonal e de dimensão ($N_m \times N_m$);

\hat{x} : vetor ($n \times 1$) de estimativas para os estados.

7.6.5 Solução da Estimação de Estados Restrita pelo Método do Tableau Esperso

Atribuindo-se multiplicadores de Lagrange para as restrições, a função Lagrangeana para o problema de estimação restrita apresentado em (7.15) é expressa por:

$$\tilde{\mathcal{L}} = \frac{1}{2} r_m^T R_m^{-1} r_m + \lambda_m^T (z_m + h_m(\hat{x}) - r_m) + \lambda_s^T (-h_s(\hat{x})) + \lambda_0^T (-h_0(\hat{x})) \quad (7.16)$$

Esta função pode ser diferenciada para obter as condições de primeira ordem necessárias para a obtenção de uma solução ótima, também conhecida por condições de Karush-Kuhn-Tucker [34], o que leva ao seguinte sistema de equações não-lineares:

$$\frac{\partial \tilde{\lambda}}{\partial r} = R_m^{-1} r_m - \lambda_m = 0 \quad (7.17)$$

$$\frac{\partial \tilde{\lambda}}{\partial x} = -H_m^T(\hat{x})\lambda_m - H_s^T(\hat{x})\lambda_s - H_o^T(\hat{x})\lambda_o = 0 \quad (7.18)$$

$$\frac{\partial \tilde{\lambda}}{\partial \lambda_m} = z_m + h_m(\hat{x}) - r_m = 0 \quad (7.19)$$

$$\frac{\partial \tilde{\lambda}}{\partial \lambda_s} = -h_s(\hat{x}) = 0 \quad (7.20)$$

$$\frac{\partial \tilde{\lambda}}{\partial \lambda_o} = -h_o(\hat{x}) = 0 \quad (7.21)$$

onde,

$$H_m(\hat{x}) = \frac{\partial h_m(\hat{x})}{\partial \hat{x}} \quad (7.22)$$

$$H_s(\hat{x}) = \frac{\partial h_s(\hat{x})}{\partial \hat{x}} \quad (7.23)$$

$$H_o(\hat{x}) = \frac{\partial h_o(\hat{x})}{\partial \hat{x}} \quad (7.24)$$

com dimensões $N_m \times n$, $N_s \times n$ e $N_o \times n$, respectivamente, sendo N_s e N_o os números de restrições estruturais e operacionais, respectivamente.

Da equação (7.17) obtém-se que:

$$r_m = R_m \lambda_m. \quad (7.25)$$

Linearizando-se o problema em relação a um dado vetor de estados \hat{x}^k e eliminando-se a variável r_m pela equação (7.25), as condições de otimalidade passam a ser descritas por:

$$z_m - h_m(\hat{x}^k) - H_m(\hat{x}^k)\Delta\hat{x} - R_m\lambda_m = 0 \quad (7.26)$$

$$h_s(\hat{x}^k) + H_s(\hat{x}^k)\Delta\hat{x} = 0 \quad (7.27)$$

$$h_o(\hat{x}^k) + H_o(\hat{x}^k)\Delta\hat{x} = 0 \quad (7.28)$$

$$H_m^T(\hat{x}^k)\lambda_m + H_s^T(\hat{x}^k)\lambda_s + H_o^T(\hat{x}^k)\lambda_o = 0. \quad (7.29)$$

O conjunto de equações acima pode ser expresso na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} 0 & H^T \\ H & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{x} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ r^{(k)} \end{bmatrix} \quad (7.30)$$

onde,

$$H = \begin{bmatrix} H_m(\hat{x}^k) \\ H_s(\hat{x}^k) \\ H_o(\hat{x}^k) \end{bmatrix}; \quad R = \begin{bmatrix} R_m & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad (7.31)$$

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_m \\ \lambda_s \\ \lambda_o \end{bmatrix}; \quad r^{(k)} = \begin{bmatrix} z_m - h_m(x^k) \\ -h_s(x^k) \\ -h_o(x^k) \end{bmatrix}. \quad (7.32)$$

Finalmente, o problema (7.15) de estimação de estados restrita pode ser resolvido usando o algoritmo do tableau esparsa de Hachtel [35], que soluciona o sistema linear descrito em (7.30). As estimativas para os estados são atualizadas através de:

$$\hat{x}^{(k+1)} = \hat{x}^{(k)} + \Delta \hat{x}$$

e o processo iterativo prossegue até a convergência, onde as condições de otimalidade, representadas pelas equações (7.17) a (7.21), devem ser satisfeitas.

Além de λ_m , o vetor λ obtido como solução do sistema (7.30) contém os multiplicadores de Lagrange associados às restrições estruturais λ_s e às restrições operacionais λ_o . Os valores destes multiplicadores representam a sensibilidade da função objetivo do problema (7.15) com relação a variações nestas restrições [36].

7.7 Multiplicadores de Lagrange Normalizados

O multiplicador de Lagrange normalizado λ_i^N é definido[28] por:

$$\lambda_i^N = \frac{\lambda_i}{\sqrt{V_{ii}}} \quad (7.33)$$

onde V é a matriz de covariância do vetor λ .

Pode-se demonstrar que, na ausência de erros em medidas, considerando a hipótese que os erros aleatórios nas medidas têm média zero e supondo que as restrições estruturais e operacionais modelam corretamente a rede, os multiplicadores de Lagrange λ são variáveis aleatórias de média zero [33]. Portanto, sob estas mesmas condições, o multiplicador de Lagrange normalizado λ_i^N é uma variável aleatória de média zero e variância unitária.

Além disso, verifica-se de (7.25) e (7.33) que os multiplicadores de Lagrange normalizados referentes às medidas, λ_m^N , são praticamente equivalentes aos resíduos normalizados associados às medidas. Por analogia, pode-se concluir que os multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições estruturais e operacionais fornecem uma ferramenta para a detecção e identificação de erros nestas restrições, da mesma forma que os resíduos normalizados são atualmente utilizados na detecção e identificação de erros em medidas [33].

A matriz V pode ser obtida a partir dos fatores triangulares da matriz de coeficientes da equação (7.30) [35]:

$$\begin{bmatrix} -\Sigma & C^T \\ C & V \end{bmatrix} \triangleq \begin{bmatrix} 0 & H^T \\ H & R \end{bmatrix}^{-1} \quad (7.34)$$

7.8 Identificação de Erros de Topologia Via Multiplicadores de Lagrange Normalizados

O algoritmo de identificação de erros de topologia, apresentado em [33], utiliza a estimação de estados em dois estágios. Portanto, a identificação é realizada tendo por base a modelagem detalhada da sub-rede relevante. Após a convergência do processo de estimação no segundo estágio, formulado como um problema de otimização restrito, os multiplicadores de Lagrange normalizados, associados às restrições operacionais, são calculados e utilizados para detectar e identificar os erros de topologia.

A existência de multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais, λ_o^N , com valores superiores a um limiar pré-estabelecido (3,0 desvios-padrão, por exemplo), indica a existência de erros de topologia na modelagem utilizada.

Pode-se demonstrar [33] que, para o caso de erro simples em que a posição de um único disjuntor é erroneamente informada ao estimador, o máximo valor em λ_o^N corresponde à restrição do disjuntor erroneamente modelado. O mesmo não pode ser garantido no caso de ocorrência de erros de topologia múltiplos, devido ao efeito de espalhamento que estes podem provocar sobre os multiplicadores de Lagrange de outras medidas e ou restrições.

Assim, em situações onde vários valores em λ_o^N ultrapassem o limiar pré-estabelecido, o processo de identificação é realizado através da verificação das diferentes combinações possíveis para a posição dos disjuntores associados àqueles valores. Estes disjuntores para os quais λ_o^N é maior que o limiar, são denominados disjuntores suspeitos. No caso em que n_{ds} disjuntores são suspeitos de conter erro de modelagem, existirão $2^{n_{ds}} - 1$ combinações possíveis de posições para este conjunto. Cada nova configuração a ser testada exige, em princípio, uma nova re-estimação dos estados e um novo cálculo dos multiplicadores de Lagrange normalizados. O processo de identificação é finalizado quando todos os elementos em λ_o^N apresentarem valores abaixo do limiar. Neste caso, a combinação de posição correspondente é identificada como a configuração correta dos disjuntores suspeitos.

O algoritmo para a identificação de erros topológicos, proposto em [33], é apresentado a seguir e as seguintes definições são consideradas:

- $\lambda_{0_max}^N$: máximo multiplicador de Lagrange normalizado para as restrições operacionais;
- λ_t : limiar pré-estabelecido;
- S_b : conjunto de disjuntores na rede-reduzida.

```

Se  $\lambda_{o\_max}^N < \lambda_t$ 
Nenhum erro topológico foi detectado: saída = topologia_valida'
Se não Erro topológico detectado: saída= 'erro'
       $i=0$ 
      PREVSTAT={atual configuração das posições}
Fim {Fim do processo de detecção}
Enquanto saída= 'erro' {inicia o loop externo}
Enquanto  $\lambda_{0\_max}^N > \lambda_t$  {inicia o loop interno}
       $i=i+1$ 
       $k=S\_b(i)$  {seleciona disjuntor associado a  $\lambda_{o\_max}^N$ }
       $status(k)=1-status(k)$  {modifica a posição do disjuntor  $k$ }
      STATCFG= {atual configuração das posições}
Se STATCFG  $\subset$  PREVSTAT
      saída= 'erro'
      PARAR loop interno {configuração já testada}
Se não
      saída = 'identif '
      PREVSTAT=PREVSTAT  $\cup$  STATCFG
      Re-estimar os estados e re-calcular  $\lambda_{o\_max}^N$ 
Fim
      Fim
Fim

```


7.9 Considerações Finais do Capítulo

A representação de disjuntores por ramos de impedância nula na modelagem de sistemas de potência possibilita a generalização da estimação de estados. A abordagem generalizada da estimação de estados e a inclusão da medição sincrofasorial, a qual acrescenta, com exatidão, os valores de módulo e ângulo de tensão, tem impacto direto no aumento da eficiência dos algoritmos de estimação e identificação de erros de topologia.

Este Capítulo descreve a generalização da estimação de estados, de modo a considerar a modelagem da rede ao nível do barramento da subestação. A formulação da estimação de estados generalizada como um problema de otimização restrita e a identificação de erros de topologia por meio de multiplicadores de Lagrange normalizados forem também descritas. O método de identificação de erros de topologia resultante pode ser visto como uma extensão do método dos resíduos normalizados para a identificação de erros em medidas, já que possibilita a detecção e identificação de erros tanto em medidas quanto em restrições.

8 Análise Topológica Generalizada de Observabilidade e de Criticidade Considerando a Medição Sincrofasorial

8.1 Introdução

Os algoritmos existentes de observabilidade e criticidade de medidas, baseados em técnicas puramente topológicas, apresentados no Capítulo 6, utilizam a modelagem barra/ramo da rede elétrica e, portanto, baseiam-se na definição convencional de variáveis de estado. Desta forma, esses algoritmos não podem ser aplicados diretamente para obtenção de resultados de observabilidade que satisfaçam aos novos algoritmos de estimação de estado generalizada apresentados em [6] e [37]. Os conceitos de medição sincrofasorial, que iniciaram nos anos 80 e desde então estão sendo gradualmente empregados e o seu uso estimulado pelos grandes “blackouts”, têm a oportunidade de serem aplicados nos algoritmos topológicos para observabilidade, criticidade e de estimador de estado generalizados.

No trabalho [1], os algoritmos de observabilidade baseados na teoria de grafos são estendidos de forma a permitir o processamento, tanto de ramos convencionais quanto de ramos chaveáveis, com a inclusão das medições dos ângulos das barras, extraídos das medições sincrofasoriais. A extensão proposta em [1] requer uma nova definição dos vértices do grafo de medição, até então correspondentes às barras do sistema. Além disso, o posicionamento dos disjuntores dos ramos de impedância nula é representado por restrições operacionais, uma vez que podem ser modificados de acordo com a condição de operação do sistema, e injeções nulas em nós ou trechos de barras são consideradas como restrições estruturais fixas.

Os ângulos medidos nas barras pelas PMUs podem ser incluídos nos algoritmos apresentados em [1] como será visto nos próximos itens. A inclusão dos ângulos no grafo de medição, G_m , ocasiona uma maior redundância de medidas, fazendo com que medidas e/ou restrições antes críticas se tornem não críticas e possibilitem o sistema se tornar observável.

A redefinição do grafo de medição, bem como o tratamento dos diferentes tipos de medidas e restrições, resultantes da modelagem ao nível de subestação, incluindo as medições sincrofasoriais, serão descritos neste Capítulo.

8.2 Análise de Observabilidade Topológica Generalizada

Conforme descrito em [1], a identificação do conjunto de vértices do grafo de medição G_m com o conjunto de barras do sistema, conforme descrito no item 6.3, deve-se ao fato de que o vetor de estados no problema de estimação de estados tradicional é composto unicamente por variáveis nodais. Em termos mais gerais, o conjunto de vértices de G_m pode ser interpretado como correspondente ao conjunto de variáveis a serem estimadas. Na estimação de estados convencional, isto é equivalente a identificar os vértices de G_m com as barras do sistema de potência.

Para estender a análise de observabilidade topológica, de forma a permitir a representação do sistema ao nível do barramento da subestação, os ramos de impedância nula são modelados conforme proposto em [4] e [5] e descrito no item 7.3. Como consequência, as variáveis de estado não estão mais restritas às variáveis nodais. Assim, fluxos através de disjuntores são considerados como variáveis de estado e um número considerável de restrições envolvendo as novas variáveis de estado são também incluídas como informações do sistema, além das medidas convencionais existentes.

Assim, deve-se redefinir o grafo de medição e a associação de medidas às arestas do grafo deve ser revista de forma que restrições operacionais, restrições estruturais e medidas envolvendo ramos chaveáveis possam também ser associadas ao grafo. Estas constatações levam ao conceito de Grafo de Medição Generalizado, a ser definido nos próximos itens. Denota-se este grafo por G_m , para distingui-lo do grafo de medição convencional, G_M .

8.2.1 Grafo de Medição Generalizado G_m

Assim como na observabilidade topológica convencional, a generalização da análise proposta trata os problemas de observabilidade P- δ e Q-V de forma desacoplada, ou seja, como problemas separados, conforme descrito a seguir e baseado em [1]:

- **Conjunto de vértices de G_m**

A interpretação feita anteriormente de que o conjunto de vértices do grafo G_m , na análise de observabilidade topológica generalizada, está associado ao conjunto de

variáveis de estado do problema de estimação de estados estendido, e não necessariamente às barras do sistema de potência, indica que, com a inclusão dos fluxos através dos disjuntores como novas variáveis de estado, os vértices do grafo de medição não podem mais ser identificados pelas barras do sistema. Em vez disso, deve haver um vértice no grafo G_m correspondente a cada variável de estado, seja esta uma variável nodal ou não.

Conseqüentemente, o conjunto de vértices do Grafo de Medição Generalizado para a observabilidade $P - \delta$ é formado por:

- ângulos das tensões em todas as barras;
- fluxos de potência ativa através dos disjuntores representados no modelo.

Para a observabilidade $Q - V$ é formado por:

- módulos das tensões em todas as barras;
- fluxos de potência reativa através dos disjuntores representados no modelo.

▪ **Conjunto de arestas de G_m**

Além das arestas associadas às medidas de fluxo em ramos convencionais e às medidas de injeção de potência, novas arestas devem ser incluídas no grafo de medição generalizado G_m .

Para o caso $P - \delta$ estas arestas correspondem a:

- Medidas de fluxo de potência ativa em ramos de impedância nula, denotadas por zt_{ij} ;
- Medidas de injeção ativa zp_i , em barras incidentes a ramos chaveáveis;
- Restrições de injeção ativa nula, $zp_i = 0$;
- Restrições operacionais, que compreendem:
 - - Diferença angular nula em disjuntores fechados, $\delta_i - \delta_j = 0$;
 - - fluxo de potência ativa nulo em disjuntores abertos, $t_{ij} = 0$;
- Restrições estruturais para definição da barra de referência $\delta_r = 0$;

- Medidas dos ângulos das tensões nas barras com PMU, compreendendo a medida absoluta do ângulo nessas barras, denotada por z_{δ_i} , e a diferença angular entre barras com medição PMU, denotada por $z_{(\delta_i - \delta_j)}$.

Para o problema $Q - V$ estas arestas correspondem a:

- Medidas de fluxo de potência reativa em ramos de impedância nula, denotadas por zu_{ij} ;
- Medidas de injeção reativa, zq_i em barras incidentes a ramos chaveáveis;
- Restrições de injeção reativa nula, $zq_i = 0$;
- Restrições operacionais, que compreendem:
 - - Diferença de potencial nula em disjuntores fechados, $V_i - V_j = 0$;
 - - fluxo de potência reativa nulo em disjuntores abertos, $u_{ij} = 0$
- Medida de magnitude da tensão denotadas por zv_i .

Cada uma das informações citadas acima deve ser representada por arestas no grafo de medição generalizado G_m . A abordagem de [1] é baseada na contribuição de cada categoria nas linhas da matriz Jacobiana H . No processo de modelagem destas novas informações verificou-se que algumas delas apresentam a mesma contribuição às linhas de H e, portanto, podem ser representadas da mesma forma no grafo G_m . Por exemplo, medidas de fluxo em ramos chaveáveis e restrições de fluxo nulo para disjuntores abertos apresentam elementos não nulos nas mesmas posições/colunas da linha de H . O mesmo se aplica para as informações provenientes de medidas de injeção e restrições de injeção nula em barras incidentes a ramos chaveáveis. As restrições operacionais e restrições de definição de barra de referência, por sua vez, requerem tratamento individual.

Na seqüência, são descritas as regras para representação desses grupos de informações como arestas do grafo de medição generalizado G_m e discutidas as razões que levam a esta modelagem.

8.2.2 Representação de Medidas e Restrições no Grafo de Medição

Generalizado G_m

As medidas de fluxo e de injeção que envolvem apenas ramos convencionais são associadas ao grafo G_m da mesma forma que na análise topológica convencional. Entretanto, medidas que envolvem ramos chaveáveis e restrições provenientes da representação de disjuntores estarão associadas ao grafo de medição de diferentes maneiras, dependendo da natureza da medida ou restrição, conforme discutido acima. O tratamento dado a essas medidas e restrições será apresentado em seguida. Por conveniência, apenas medidas e restrições referentes ao problema $P-\delta$ serão apresentadas. Como na modelagem adotada, o ângulo da barra de referência é explicitamente representado, a extensão para a análise $Q-V$ pode ser obtida diretamente, apenas considerando-se a equivalência de variáveis. Isto é, o ângulo da tensão no problema $P-\delta$ é equivalente ao módulo da tensão no problema $Q-V$ e a equivalência entre fluxos e injeções de potência ativa e reativa é direta.

➤ Medidas de Fluxo em Disjuntores e Restrições de Fluxo Nulo em Disjuntores Abertos

Uma medida de fluxo de potência ativa zt_{ij} através de um disjuntor, que esteja aberto ou fechado, ou uma restrição operacional do tipo t_{ij} , resultam em linhas na matriz Jacobiana H que apresentam a mesma estrutura. Ou seja, um único elemento na linha é não nulo, o qual corresponde à variável de estado t_{ij} .

Para representar esses tipos de informação como arestas de G_m , faz-se uma analogia com as medidas de magnitude de tensão na análise de observabilidade convencional, as quais produzem exatamente a mesma estrutura nas linhas da matriz Jacobiana H . A medida de tensão é representada por um ramo que conecta o nó onde a medida é realizada, com referência a um nó terra virtual. O mesmo procedimento pode ser aplicado a medidas ou restrições de fluxo no disjuntor $i-j$. Assim, estas informações são modeladas no grafo por meio da adição de um vértice extra que é a referência do nó terra virtual, denotado por t_0 , ao qual é conectado o

vértice correspondente à variável de estado t_{ij} . A aresta resultante em G_m estará associada à medida/restrrição de fluxo no disjuntor $i - j$

Este procedimento é ilustrado na primeira linha da Tabela 8.1, onde "*" na coluna central da tabela representa um valor não nulo na linha de H , a qual foi aumentada com uma coluna extra a qual corresponde ao nó fictício t_0 . A coluna mais à direita da tabela ilustra a nova aresta adicionada a G_m .

➤ **Medidas de Injeção e Restrições Estruturais de Injeção Nula Envolvendo Ramos Chaveáveis**

No caso de medidas de injeção z_{p_i} ou restrições estruturais de injeção nula $p_i = 0$, duas situações distintas devem ser consideradas:

A. Barra Auxiliar Conectada Unicamente a Ramos Chaveáveis

Uma medida/restrrição z_{p_i} / p_i de injeção neste tipo de barra envolve apenas as novas variáveis de estado e pode ser expressa por:

$$z_{p_i} / p_i = \sum_{l \in \Gamma_i} t_{il} + \varepsilon_{p_i} \quad (8.1)$$

onde Γ_i representa o conjunto de ramos chaveáveis incidentes à barra i , neste caso o único conjunto envolvido já que, por hipótese, não há ramos convencionais incidentes ao nó i e a notação z_{p_i} / p_i indica que a equação acima representa a função de uma medida z_{p_i} ou restrição p_i de injeção em barras conectadas unicamente a ramos chaveáveis.

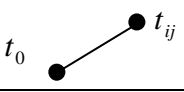
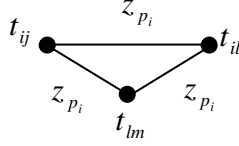
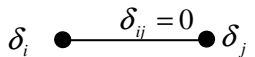
A equação (8.1) mostra que este tipo de medida/restrrição corresponde à soma dos fluxos através dos ramos chaveáveis incidentes à barra i . Se todos esses fluxos, com exceção de apenas um, forem conhecidos, o fluxo remanescente pode ser determinado com o conhecimento da injeção em questão. Como os fluxos através dos disjuntores estão associados aos vértices do grafo G_m , a informação deste tipo

de injeção será expressa, em termos do grafo de medição, por meio da conexão completa dos vértices correspondentes em G_m .

A Tabela 8.1 ilustra este procedimento para o caso em que os ramos chaveáveis $i-j$, $i-l$ e $i-m$ são incidentes à barra i .

No caso particular em que apenas um disjuntor fechado é incidente à seção de barra, onde a injeção é conhecida, a injeção é claramente equivalente a uma medida de fluxo em disjuntor e o procedimento descrito na subseção “**Medidas de Fluxo em Disjuntores e Restrições de Fluxo Nulo em Disjuntores Abertos**”, é aplicado.

Tabela 8-1: Representação de medidas/restrições que envolvem ramos chaveáveis como arestas do grafo generalizado.

Medida/Restrição	Linha de H	Aresta em G_m
$z_{t_{ij}}$ $t_{ij} = 0$	$\dots t_{ij} \dots \dot{t}_0$ $\begin{bmatrix} & * & \dot{} * \end{bmatrix}$	$z_{t_{ij}} / t_{ij} = 0$ 
$z_{p_i} / p_i = \sum_{l \in \Gamma_i} t_{il} + \varepsilon_{p_i}$	$\dots t_{ij} \dots t_{il} \dots t_{im} \dots$ $\begin{bmatrix} & * & * & * \end{bmatrix}$	
$\delta_i - \delta_j = 0$	$\dots \delta_i \dots \delta_j \dots$ $\begin{bmatrix} & * & * \end{bmatrix}$	

Obs.: * significa valores diferentes de zero.

B Barra Auxiliar Conectada Simultaneamente a Ramos Convencionais e Chaveáveis

Este tipo de medida/restrição pode ser expressa em termos das variáveis de estado pela equação (7.3), apresentada na seção 7.3 do Capítulo 7, e reproduzida abaixo:

$$z_{p_i} / p_i = \sum_{k \in \Omega_i} t_{ik} (\delta_i, \delta_k, V_i, V_k) + \sum_{l \in \Gamma_i} t_{il} + \varepsilon_{p_i} \quad (8.2)$$

onde Ω_i e Γ_i representam respectivamente os conjuntos de ramos convencionais e chaveáveis incidentes à barra i .

O conjunto de arestas formadas em G_m por este tipo de injeção pode ser dividido em dois subconjuntos disjuntos. O primeiro termo da equação (8.2) envolve apenas ramos convencionais e, portanto, gera arestas em G_m da mesma forma que medidas de injeção na análise de observabilidade convencional. O segundo termo da equação (8.2) corresponde à soma dos fluxos nos ramos chaveáveis incidentes à barra i e, portanto, pode ser tratado conforme descrito na subseção de A, **“Medidas de Fluxo em Disjuntores e Restrições de Fluxo Nulo em Disjuntores Abertos”**.

C. Diferença angular nula através de disjuntores fechados

Se um disjuntor conectado entre os nós i e j está fechado, a restrição operacional $\delta_i - \delta_j = 0$ é acrescentada à matriz Jacobiana. A linha correspondente da matriz Jacobiana tem a mesma estrutura da linha correspondente a uma medida de fluxo em um ramo convencional conectado entre as barras i e j , ou seja, apenas os valores correspondentes às variáveis de estado δ_i e δ_j são diferentes de zero. Assim, o procedimento empregado para medidas de fluxo em ramos convencionais, apresentado na seção 6.6 do capítulo 6 é seguido. Portanto, os vértices que representam as variáveis nodais δ_i e δ_j são conectados por uma aresta que está associada à restrição $\delta_i - \delta_j = 0$. A estrutura da linha da matriz de observação referente à restrição de disjuntor fechado e a associação desta ao grafo de medição generalizado estão ilustradas na última linha da Tabela 8.1.

D. Restrição estrutural para barra de referência angular

Barras de referência angular são tratadas como restrições estruturais do tipo $\delta_r = 0$. Novamente, a estrutura da equação correspondente é a mesma das medidas de magnitude de tensão na análise de observabilidade convencional. Portanto, o mesmo procedimento já utilizado na seção 8.2 “Medidas de Fluxo em Disjuntores e Restrições de Fluxo Nulo em Disjuntores Abertos”, para medidas/restrições de fluxo em ramos chaveáveis é aplicado. Assim, o vértice correspondente à barra de

referência r é conectado ao vértice t_0 e a aresta resultante é associada à correspondente restrição estrutural.

E. Medidas de Ângulos em Barras com Medição Sincrofasorial pelas PMUs

Restrição estrutural para barra de referência angular

As barras com medição sincrofasorial obtida a partir de PMUs produzem dois tipos de informação:

- Medida absoluta do ângulo na barra, z_{δ_i} . Essa informação é tratada da mesma forma que uma medida convencional de variável de estado, como é o caso da medida de magnitude da tensão ou medida de fluxo em disjuntor, ou seja, essa informação está associada a uma aresta conectada à barra onde a PMU está alocada e o nó terra;
- Diferença angular entre as barras com medição por PMU, $z_{(\delta_i - \delta_j)}$. Essa informação é tratada da mesma forma que uma medida de fluxo de potência ativa, ou seja, está associada a uma aresta conectando os vértices que correspondem aos ângulos das referidas barras.

8.3 Exemplos

O procedimento descrito para construção do grafo de medição generalizado será ilustrado para o sistema teste de 5 barras mostrado na Figura 8.1. O sistema é composto por cinco nós, dos quais dois, o nó 4 e o nó 5, são nós de injeção nula, provenientes da representação dos disjuntores no modelo. Nos nós 2 e 3 estão instalados os medidores de sincrofasores (PMU) que disponibilizam a medição da tensão da barra com o respectivo ângulo.

No primeiro exemplo será montado o grafo de medição para a situação generalizada, porém sem a inclusão do ângulo aquisitado pela medição das PMUs. No segundo exemplo será mostrada a redundância que a medição dos ângulos disponibiliza para eliminar as medidas críticas.

Assim como nas seções anteriores, será focado o caso de observabilidade $P - \delta$.

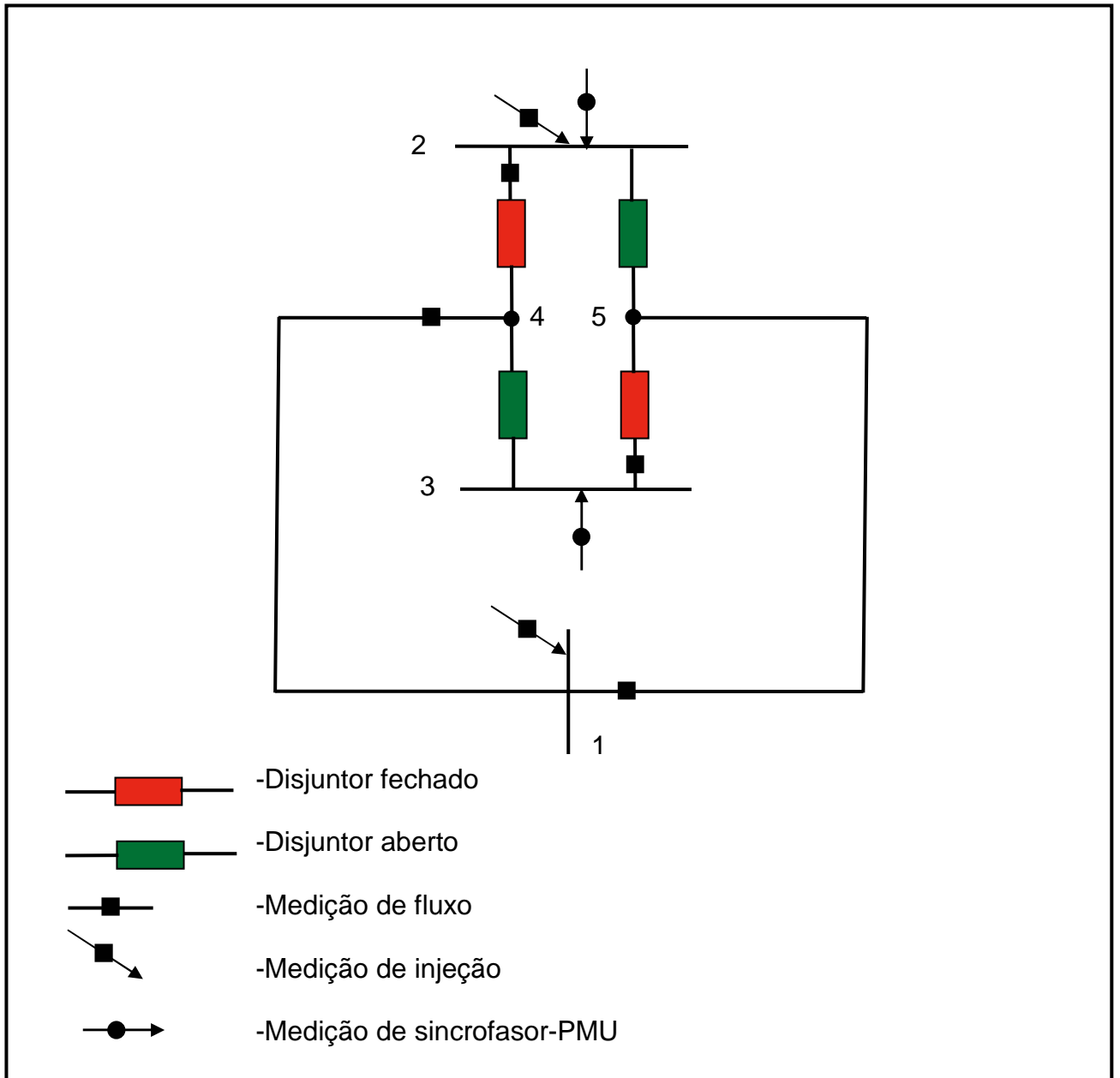


Figura 8-1: Diagrama esquemático de um sistema teste de 3 barras e cinco nós.

8.3.1 Exemplo sem a Medição Sincrofasorial das PMUs

Neste caso, o vetor de estados x para o problema de estimação de estados generalizada é composto por:

$$x = [\delta_1 \quad \delta_2 \quad \delta_3 \quad \delta_4 \quad \delta_5 \quad t_{24} \quad t_{25} \quad t_{34} \quad t_{35}]^T \quad (8.3)$$

Onde δ_i é o ângulo da barra i e t_{ij} é o fluxo através do ramo chaveável $i-j$.

A matriz Jacobiana é dado por:

$$H_{P-\delta} = \begin{bmatrix} \delta_1 & \delta_2 & \delta_3 & \delta_4 & \delta_5 & t_{24} & t_{25} & t_{34} & t_{35} \\ -Y_{14} & & & Y_{14} & & & & & \\ Y_{15} & & & & -Y_{15} & & & & \\ Y_{14} + Y_{15} & & & -Y_{14} & -Y_{15} & & & & \\ & 1 & & -1 & & & & & \\ & & 1 & & -1 & & & & \\ & & & & & 1 & & 1 & \\ & & & & & 1 & & & \\ & & & & & & & & 1 \\ & & & & & & & 1 & \\ -Y_{14} & & & Y_{14} & & 1 & & 1 & \\ -Y_{15} & & & & Y_{15} & & 1 & & 1 \\ 1 & & & & & & & & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} Z_{t_{41}} \\ Z_{t_{15}} \\ Z_{P_1} \\ \delta_2 - \delta_4 = 0 \\ \delta_3 - \delta_5 = 0 \\ Z_{P_2} \\ Z_{t_{24}} \\ Z_{t_{35}} \\ t_{25} = 0 \\ t_{34} = 0 \\ P_4 = 0 \\ P_5 = 0 \\ \delta_1 = 0 \end{matrix}$$

onde γ_{ij} é a admitância série da linha $i - j$.

Conforme discutido na Seção 8.2, o método aqui aplicado faz uso do mesmo artifício utilizado para o tratamento de medidas de tensão na observabilidade convencional, para representar alguns tipos de medidas e restrições envolvendo ramos chaveáveis. Dessa forma, um nó terra de referência, fictício, é acrescentado ao sistema para permitir a análise de observabilidade generalizada. A estrutura da matriz Jacobiana, já com a inclusão da coluna adicional referente ao nó terra t_0 , é mostrada na Figura 8.2, onde "*" representa os elementos não nulos da matriz.

$$H_{P-\delta} = \begin{matrix} & \delta_1 & \delta_2 & \delta_3 & \delta_4 & \delta_5 & & t_{24} & t_{25} & t_{34} & t_{35} & & t_0 \\ \begin{bmatrix} ** & & & ** & & \vdots & & & & & & \vdots \\ ** & & & & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ ** & & & ** & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ & ** & & ** & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & ** & & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & ** & ** & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & ** & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & ** & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ ** & & & ** & & \vdots & ** & & ** & & & \vdots \\ ** & & & & ** & \vdots & & ** & & ** & & \vdots \\ ** & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \end{bmatrix} & \begin{matrix} z_{t_{41}} \\ z_{t_{15}} \\ z_{P_1} \\ \delta_2 - \delta_4 = 0 \\ \delta_3 - \delta_5 = 0 \\ z_{P_2} \\ z_{t_{24}} \\ z_{t_{35}} \\ t_{25} = 0 \\ t_{34} = 0 \\ P_4 = 0 \\ P_5 = 0 \\ \delta_1 = 0 \end{matrix} \end{matrix}$$

Figura 8-2: Estrutura da matriz Jacobiana para sistema teste de 5 barras sem medição sincrofasorial.

A Figura 8.3 mostra o grafo de medição generalizado G_m para o sistema teste da Figura 8.2, de acordo com o procedimento estabelecido nas seções anteriores e sem a medição sincrofasorial.

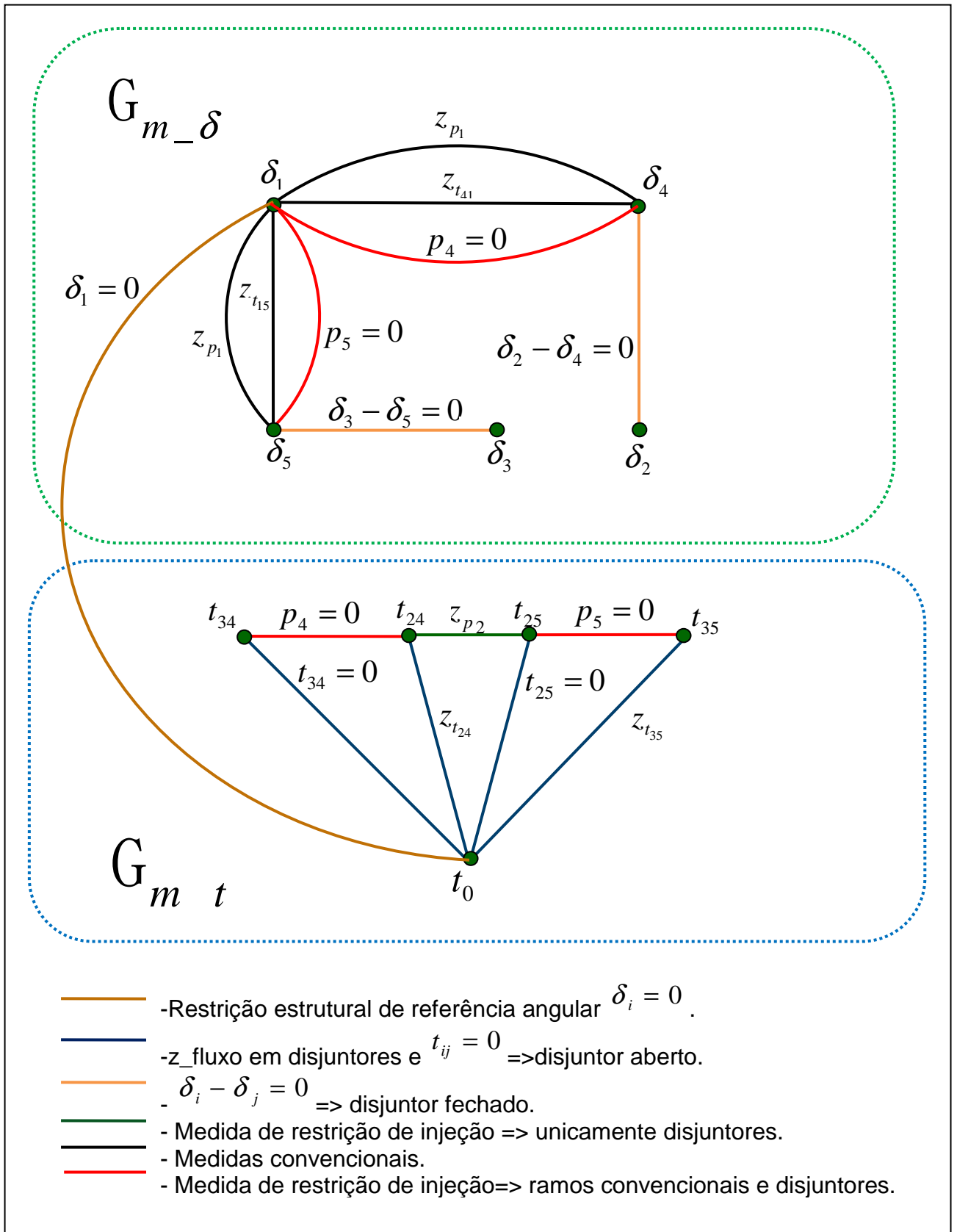


Figura 8-3: Grafo de Medição Generalizado para sistema teste 3 barras e 5 nós.

O grafo de medição generalizado mostrado na Figura 8.3 é composto por dois subgrafos. Um deles é formado pelos vértices referentes às variáveis de estado nodais ou convencionais e pelas arestas incidentes a estes. Este subgrafo é tratado por G_{m_δ} . O outro subgrafo é composto por vértices e arestas relacionados às novas variáveis de estado e é denominado G_{m_t} . Esta divisão do grafo de medição generalizado ocorre sempre que o método proposto for aplicado a sistemas representados ao nível de barramento de subestação. A única conexão entre os dois subgrafos ocorre por meio do nó terra fictício e dos vértices associados às referências angulares. Portanto, as restrições estruturais de referência angular são sempre críticas, conforme esperado. Este fato pode ser facilmente observado na Figura 8.3. Além disso, a inclusão de restrições estruturais para referências angulares, conforme proposto, apresenta a vantagem de possibilitar a análise de observabilidade de sistemas compostos por mais de uma ilha observável. Situações como esta ocorrem com mais frequência quando da representação de disjuntores no modelo da rede. Em muitos casos se deseja tratar o sistema como um todo, sendo este exatamente o caso no processo de identificação de erros de topologia. Daí a importância do tratamento dado às barras de referência pela análise de observabilidade generalizada proposta.

A partição do grafo G_m em dois subgrafos confirma os seguintes fatos, que foram também previamente identificados e discutidos em [5] e [4]:

- Fluxos através de disjuntores fechados, observados através de uma medida ou restrição, não contêm qualquer informação sobre as variáveis de estado convencionais, nodais, uma vez que são expressos unicamente em termos das novas variáveis de estado;
- Um sistema modelado ao nível do barramento da subestação pode ser, ao mesmo tempo, observável com relação às novas variáveis de estados e não-observável com relação às variáveis de estado convencionais e vice-versa. Em outras palavras, os fluxos através dos disjuntores podem ser estimados independente de os ângulos poderem ou não ser estimados e vice-versa. Exemplos apresentados em [26] ilustram esta situação.

É importante ainda ressaltar que a metodologia proposta é capaz de lidar com laços formados inteiramente por disjuntores fechados. Um exemplo de tal laço pode ser obtido a partir da Figura 8.1, se a barra 1 e os ramos adjacentes a esta forem

descartados e todos os disjuntores forem considerados fechados. Nestes casos, conforme mostrado em [4], informações sobre injeções de potência apenas, mesmo quando estas estão disponíveis em todas as seções de barra pertencentes ao laço, não são suficientes para tornar o sistema observável, já que um fluxo circulante de valor arbitrário pode existir, sem que a lei de Kirchhoff das correntes seja violada.

Em termos do método apresentado, tal situação produziria um laço no grafo de medição generalizado envolvendo todos os vértices associados aos ramos chaveáveis que estão fechados, porém sem conexão para o vértice referente ao nó terra fictício. Portanto, o sistema seria declarado não-observável, o que é consistente com a discussão acima. A adição de uma única medida de fluxo em qualquer dos disjuntores, conectaria o vértice correspondente em G_m ao vértice t_0 tornando o laço observável, o que está de acordo com o exposto em [4].

Apesar de pouco realista, a topologia discutida acima pode ocorrer em decorrência de um erro de topologia [4]. Caso se configure a situação em que nenhuma medida de fluxo esteja disponível, o sistema é identificado como não-observável, indicando que a estimação dos estados não pode ser realizada e, conseqüentemente, o erro de topologia não pode ser identificado. Surge, portanto, a necessidade de contornar o problema de observabilidade causado por este tipo de configuração para possibilitar a restauração da configuração correta da rede por meio da identificação do erro de topologia. O mesmo procedimento proposto em [4] é adotado em [1] no qual se baseia este trabalho, em que o fluxo de potência de um dos disjuntores pertencentes ao laço é tomado como referência, da mesma forma que referências angulares são associadas às ilhas da rede. Do ponto de vista do método topológico, a referência de fluxo atua como uma medida de fluxo em disjuntor, tornando o sistema observável e possibilitando a realização dos processos de estimação e de identificação de erros de topologia.

8.3.2 Exemplo com a Inclusão da Medição Sincrofasorial das PMUs

A estrutura da matriz Jacobiana, com a inclusão da coluna adicional referente ao nó terra t_0 , mostrada na Figura 8.2 é usada integralmente para serem adicionados os ângulos das barras 2 e 3 medidos pelas PMUs instaladas nestas barras. A inclusão

dos ângulos na matriz Jacobiana é tratada como uma inclusão de três medidas de grandezas a mais. Duas dessas medições são dos ângulos das barras 2 e 3 em relação a mesma referência do nó terra t_0 e a terceira medida é tomada em relação à diferença dos ângulos entre as duas barras, isto é, $\delta_2 - \delta_3$.

A matriz Jacobiana com a inclusão da medição sincrofásorial está mostrada na figura 8.4

$$H_{P-\delta} = \begin{matrix} & \delta_1 & \delta_2 & \delta_3 & \delta_4 & \delta_5 & & t_{24} & t_{25} & t_{34} & t_{35} & & t_0 \\ \begin{bmatrix} ** & & & ** & & \vdots & & & & & & \vdots \\ ** & & & & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ ** & & & ** & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ & ** & & ** & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & ** & & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & ** & ** & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & ** & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & ** & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & ** & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & ** & & ** & & \vdots & ** & & ** & & & \vdots \\ & ** & & & ** & \vdots & & ** & & ** & & \vdots \\ & ** & & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & ** & & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & ** & & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & & ** & \vdots & & & & & & \vdots \\ & & & ** & ** & \vdots & & & & & & \vdots \end{bmatrix} & \begin{matrix} z_{t_{41}} \\ z_{t_{15}} \\ z_{P_1} \\ \delta_2 - \delta_4 = 0 \\ \delta_3 - \delta_4 = 0 \\ z_{P_2} \\ z_{t_{24}} \\ z_{t_{35}} \\ t_{25} = 0 \\ t_{34} = 0 \\ P_4 = 0 \\ P_5 = 0 \\ \delta_1 = 0 \\ z_{\delta_2} \\ z_{\delta_3} \\ z_{(\delta_2 - \delta_3)} \end{matrix} \end{matrix}$$

Figura 8-4: Estrutura da matriz Jacobiana para sistema teste de 5 barras com a inclusão da medição dos ângulos das barras 2 e 3.

A Figura 7.5 mostra o grafo generalizado G_m para o sistema teste da Figura 8.1 com a inclusão da medição do ângulo das barras 2 e 3 pelas PMUs. Verifica-se que as medidas críticas dos vértices δ_2 e δ_3 tornam-se não críticas com a inclusão da medição dos ângulos dessas barras, o que colabora mais ainda para a solução do problema de observabilidade, apresentado no subitem 8.3.2.1, quando há falta de medição de fluxo e perda da referência para t_0 .

O problema da perda da barra de referência, para a medição dos ângulos das barras quando há o ilhamento do sistema, é contornado utilizando-se como medida

complementar a diferença angular entre as barras. Isso se torna possível devido à medição dos ângulos das barras poder ser feita em relação a uma referência de tempo padrão. Referência esta proporcionada pela estampa de tempo advinda do sistema GPS que é adicionada pelas PMUs aos fasores, os quais são enviados, agora como sincrofasores, ao PDC e este, por meio da referência UTC, consegue determinar a diferença angular entre as barras que estão sendo medidas, conforme discutido em profundidade no Capítulo 5. É essa mesma diferença angular medida entre barras de ramos chaveáveis que permite verificar a possibilidade de sincronismo de um sistema ilhado em tempo real.

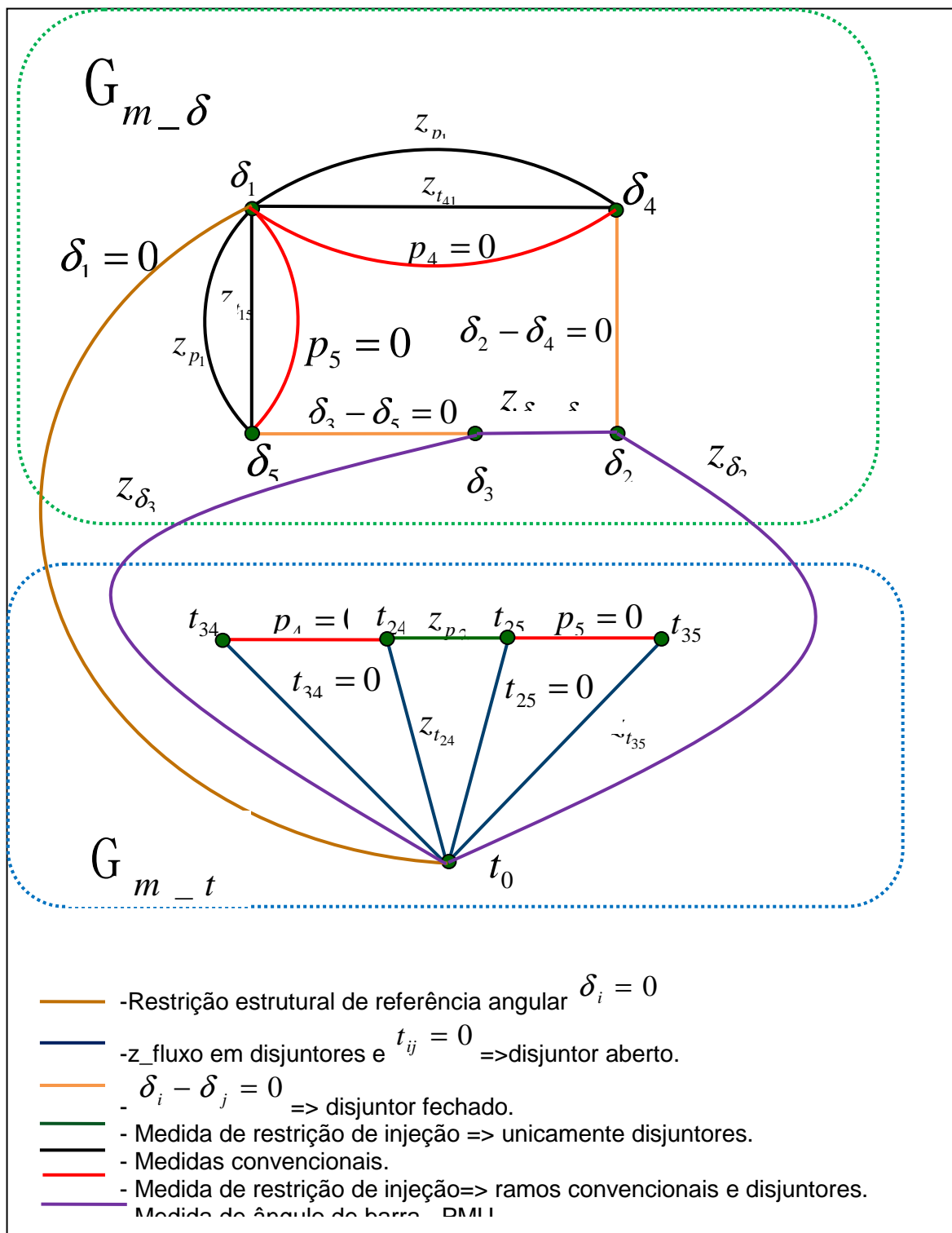


Figura 8-5: Grafo de Medição Generalizado para sistema teste 3 barras e 5 nós, com sincrofasores.

8.4 Algoritmo para Análise Generalizada de Observabilidade e Criticidade

A generalização do grafo de medição conforme apresentado nas seções 8.2.1 e 8.2.2, possibilita a aplicação de algoritmos existentes, baseados na teoria de grafos, na análise de observabilidade de sistemas modelados ao nível do barramento da subestação com inclusão de medição sincrofasorial. Para alcançar este objetivo, apenas algumas mudanças devem ser realizadas naqueles algoritmos, já que a nova análise consiste igualmente na busca de uma árvore geradora observável, porém, agora no grafo de medição generalizado, de forma similar ao que é usualmente feito na análise topológica convencional.

As principais mudanças que devem ser efetuadas nos algoritmos existentes para que estes sejam capazes de realizar a análise generalizada de observabilidade e criticidade em sistemas dotados de PMUs, conforme proposto neste trabalho, são:

- Definição dos fluxos através dos ramos como novas variáveis de estado;
- Criação de um novo vértice em G_m para cada nova variável de estado;
- Definição de um nó terra fictício como um vértice extra, t_0 no grafo generalizado G_m ;
- Identificação dos diferentes tipos de medidas/restrições de injeção, para possibilitar o tratamento destas conforme apresentado na seção 8.2.2 deste Capítulo, ou seja, identificação das injeções por:
 - Injeções que envolvam apenas ramos convencionais;
 - Injeções que envolvam apenas ramos chaveáveis;
 - Injeções que envolvam simultaneamente ramos convencionais e chaveáveis;
- Alterações nos procedimentos de geração de resultados para permitir a distinção entre medidas, restrições estruturais e restrições operacionais.
- Inclusão da medição dos ângulos das tensões das barras que possuem a medição sincrofasorial em relação à referência e entre barras medidas.

Um programa computacional para análise de observabilidade topológica convencional [1] foi adaptado de acordo com as modificações citadas acima.

Resultados obtidos com o algoritmo modificado são apresentados e discutidos no Capítulo 9.

8.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo, foi apresentado um método topológico generalizado para a análise de observabilidade e criticidade de sistemas modelados ao nível do barramento da subestação, com a inclusão da medição dos ângulos das barras onde estão instaladas as PMUs, que é a proposta deste trabalho. A análise de observabilidade generalizada proposta é investigada por meio da busca de uma árvore geradora observável no grafo de medição generalizado G_m , o qual leva em conta, além de medidas, restrições estruturais e operacionais provenientes da modelagem de ramos de impedância nula, a inclusão da medição do ângulo das barras para eliminar a criticidade das medidas do sistema.

A construção do grafo de medição generalizado é descrita detalhadamente com um exemplo ilustrativo para um pequeno sistema teste, considerando primeiro o sistema sem inclusão dos ângulos das barras e em seguida com a inclusão destes ângulos. As principais alterações necessárias para adaptar algoritmos topológicos existentes e torná-los capazes de realizar análises de observabilidade e criticidade generalizada são apresentadas nos dois exemplos.

O algoritmo resultante permite realizar simultaneamente a análise de observabilidade topológica de sistemas modelados ao nível do barramento das subestações e a análise de criticidade de medidas e restrições. Apesar de se ter focado a atenção no problema de observabilidade $P - \delta$, a generalização descrita é também aplicável à solução do problema $Q - V$, respeitando-se as equivalências de variáveis.

A solução para o problema da perda de referência para a determinação dos ângulos das tensões das barras dos sistemas é proposta com a utilização dos recursos de “hardware & software” disponíveis nas PMUs e PDC. Assim, é possível determinar a diferença angular entre as barras utilizando-se uma referência absoluta UTC.

9 Simulações e Resultados

9.1 Introdução

Para que se possa avaliar o método proposto neste trabalho, que é a inclusão da medição dos ângulos das tensões das barras com medição sincrofasorial pelas PMUs na estimação de estados generalizada, foi montado um caso baseado em um sistema real em anel ilhado da Copel, mostrado na Figura 9.1. Como se pode observar, a Figura 9.1 mostra a barra com arranjo em anel da subestação da Usina Governador Parigot de Souza (US GPS) com a localização das PMUs e respectivo PDC, além das subestações de carga que compõem o restante do sistema elétrico do litoral.

Essa parte do sistema elétrico da Copel foi escolhida em função das seguintes particularidades:

- Barra em anel da subestação da usina Governador Parigot de Souza;
- Sistema elétrico do litoral paranaense sujeito à sazonalidade da temporada de verão;
- Medições em tempo real discrepantes das medidas calculadas, projetadas pelo fluxo de potência;
- Sistema elétrico isolado fechando um anel, com injeção de potência única na subestação de 138kV da usina Governador Parigot de Souza;
- Sistema com dados reais medidos e disponíveis em banco de dados de históricos;
- Dados disponíveis das impedâncias das linhas de transmissão.

9.2 Casos Simulados e Resultados Esperados

Para a simulação dos resultados foram escolhidos quatro casos. O caso 1 refere-se ao sistema do litoral completo, isto é, com todas as linhas em operação no horário de carga leve e visa avaliar a influência da inclusão da medição do ângulo na estimação de estado. O caso 2, também com todas as linhas em operação, foi simulado com a mesma ênfase do caso 1, porém, com o carregamento no horário de carga pesada. O caso 3 foi analisado na condição de abertura da linha de transmissão GPS/PGA 138kV em carga leve, verificando-se as violações de tensão

nas barras das subestações de carga e as condições necessárias para o fechamento do anel pelo disjuntor do lado da US GPS. O caso 4 foi idêntico ao caso 3, porém na condição de carga pesada.

Para o caso 1, sistema com carga leve, e 2, sistema com carga pesada, os fluxos de potência calculados com base nas cargas e os fluxos de potência medidos foram utilizados para comparação com os resultados obtidos com a simulação do estimador de estado, sem e com a inclusão do ângulo medido nas barras 4 e 5. Na sequência foi deslocada a medição direta dos ângulos das barras 4 e 5 para as barras 6 e 7, onde se esperava o aparecimento dos maiores erros de medição, para verificar a influência da medição direta desses ângulos nos resultados do estimador de estado.

Os Casos 3 e 4, conforme mencionado anteriormente, foram utilizados para mostrar a vantagem da medição direta da tensão e do ângulo nas barras 1 e 3 na situação de operação em tempo real, considerando a perda da linha de transmissão US GPS-PGA 138kV. Nesses dois casos, não existem histórico no banco de dados do sistema SCADA da COPEL, impedindo assim a simulação do fluxo de potência em tempo real. Por esta razão, utilizou-se a simulação do fluxo de potência não linear considerando o carregamento das subestações do litoral do Paraná, nas condições de carga leve e pesada.

Neste ponto ressalta-se que um dos fatores relevantes, considerado para a escolha do sistema teste apresentado na Figura 9.1, foi a distribuição não uniforme das cargas pelas subestações do litoral paranaense. O carregamento da subestação de Paranaguá (SE PGA) corresponde a, aproximadamente, 40% de toda a carga do litoral. Nesta condição de carregamento da subestações do litoral e quando é aberta a linha de transmissão US GPS/PGA 138kV, ocorre a violação do nível de tensão em todas essas subestações, mesmo em carga leve, como pode ser visto nas figuras 9.4 e 9.5, as quais mostram de forma gráfica o fluxo de potência calculado em tempo real.

A escolha dos horários de medição foi baseada na Tabela 9.1, a qual define, pelo histórico do carregamento das subestações do litoral, o patamar do carregamento no feriado de carnaval do dia 07/02/2007. Observa-se que o horário de ponto considerado é diferente de um dia normal.

Tabela 9-1: Cargas para as subestações do litoral paranaense considerando o feriado de carnaval.

Patamar	Feriados	Dias Normais
Pesada	Das 19h00min às 24h00min Da 00h00min às 03h00min	Das 19h00min às 24h00min Da 00h00min à 01h00min
Média	Das 03h00min às 06h00min Das 08h00min às 19h00min	Da 01h00min às 06h00min Das 08h00min às 19:00min
Leve	Das 06h00min às 08h00min	Das 06h00min às 08h00min

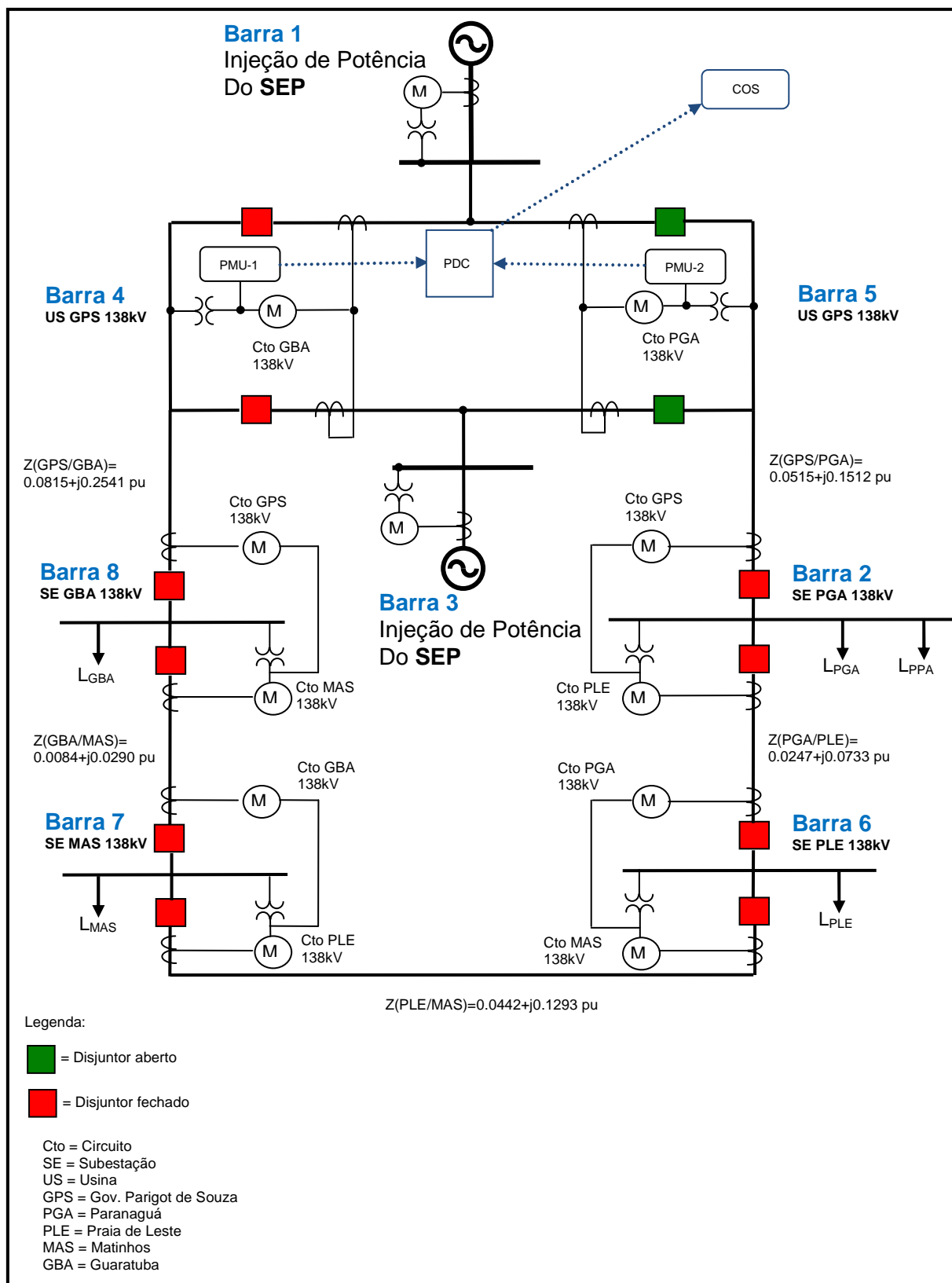


Figura 9-1: Diagrama unifilar das subestações do litoral paranaense atendidas pela Copel.

Na Tabela 9.2 encontram-se os valores medidos das tensões e potências nas subestações do litoral. Esses dados são aquisitados pelo sistema SCADA das remotas de automação e pelos relés digitais que possuem o sistema de automação incorporado e com comunicação por meio do protocolo DNP3.

Na Tabela 9.2, a linha “Soma Carga (TA&TB)” é um valor medido no lado de 230kV dos transformadores interligadores, TRA e TRB das barras 1 e 3 da US GPS, pelo Sistema de Supervisão e Controle do COS da COPEL, que considera as perdas no sistema de transmissão.

As cargas medidas nas subestações e as respectivas tensões de barra mostradas na Tabela 9.2, serviram de base para o cálculo do fluxo de potência não linear, mostrados nas Figuras 9.2, 9.3, 9.4, 9.5.

Com relação às simulações referentes ao estimador de estados, as medições das grandezas utilizadas tiveram suas exatidões avaliadas da seguinte forma:

- Medidas de tensão: 1σ
- Medidas de corrente: 3σ
- Medidas de potência ativa e reativa: 3σ

Tabela 9-2: Valores medidos e disponibilizados para o sistema SCADA da Copel.

17/02/07								
Subestação	Carga Pesada/21h00min				Carga Leve/07h15min			
	Carga Verificada (MVA)	Carga Verificada (MW)	Carga Verificada Mvar	Tensão Verificada (kV)	Carga Verificada (MVA)	Carga Verificada (MW)	Carga Verificada Mvar	Tensão Verificada (kV)
Guaratuba	35,33	30,39	18,02	134,35	14,01	13,34	4,28	133,86
Matinhos	24,06	23,98	1,96	134,69	10,54	9,51	4,54	134,29
Praia de Leste	21,45	20,75	5,44	135,72	8,94	8,29	3,35	134,25
Porto Paranaguá	7,97	7,69	2,09	134,89	5,98	5,7	1,81	133,25
Gov. Parigot Souza PGA	53,74	74,75	51,96	144,60	32,23	42,23	27,29	137,76
Gov. Parigot Souza GBA	37,40	54,51	39,66	146,02	21,02	26	15,30	138,64
Paranaguá	41,69	40,85	8,33	134,98	30,79	30,36	5,13	133,51
Soma Carga (TA&TB)	94,48	137,23	99,53		70,42	70,31	3,93	
Carga Total Litoral	130,50	123,66	41,69		74,45	67,20	32,05	

9.3 Caso1 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Leve no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 07h15min

A partir das cargas das subestações e das tensões das barras foi simulado o fluxo de potência em tempo real para a situação de carga leve no feriado de Carnaval do dia 17/02/2007 às 07h15min. A Figura 9.2 mostra o resultado da simulação no diagrama unifilar do sistema. A Tabela 9.3 mostra a medição, em tempo real, das grandezas da injeção de potência nas barras 1 e 3 e do fluxo de potência nas demais barras.

A Tabela 9.4 mostra a relação percentual entre as grandezas medidas e as simuladas pelo fluxo de potência em tempo real. Nessa tabela fica evidente que, quanto menores forem as correntes medidas, maior é o erro medido das potências. Conforme abordado e exemplificado extensivamente no item 2.4, a utilização de transformadores de corrente de proteção, com classe de exatidão de 10% para medição, e a disponibilização das medidas respectivas pela automação integrada ao “firmware” dos relés digitais de proteção faz com que, na prática, uma medição aceitável, seja aquela cujo valor está entre 20% a 120% do valor da corrente nominal do TC. Devido ao erro de medição dos módulos das correntes, as potências ativas ficam comprometidas e, devido ao erro de medição dos ângulos, as potências reativas ficam ainda mais comprometidas. Outro fato que compromete as medidas de potências é a falta de sincronismo das leituras, isto é, por não serem coletadas simultaneamente elas apresentam distorção em módulo e ângulo, mesmo em situações em que se usa o sistema GPS acoplado à medição. O modo de coleta de dados pelas remotas, na forma de varredura, pode fazer com que a estampa de tempo associada à medida fique com defasagem no tempo. O desequilíbrio entre as correntes de fase, que é maior que entre as tensões, também contribui para aumentar o erro.

A Tabela 9.5 mostra o resultado da simulação com o estimador de estado linear generalizado para o Caso 1, considerando a carga leve no litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min e sem a medição das PMUs. A Tabela 9.6, mostra o resultado para a mesma situação apresentada para a tabela 9.5, porém, agora com a medição das PMUS nas barras 4 e 5, conforme posição indicada na Figura 9.1. Comparando-se essas duas tabelas de resultados, nota-se que não existe diferença de exatidão entre essas simulações. Fica evidente, para esse caso, que não existe influência da

medição sincrofasorial para aproximar os resultados do estimador de estado dos resultados do fluxo de potência não linear simulado em tempo real (Figura 9.2). Isto ocorre devido à simplicidade deste subsistema elétrico, a distribuição das PMUs que estão concentradas em pontos elétricos iguais e a desconsideração da exatidão dos TC's quando da medição de baixos valores de corrente em relação à nominal da RTC utilizada. O maior benefício da medição sincrofasorial das barras 4 e 5 será mostrado nos itens 9.4 e 9.5.

A Tabela 9.9 mostra a relação percentual entre os fluxos estimados linearizados generalizados com medição sincrofasorial nas barras 4 e 5 e os medidos diretamente, para o Caso1, nas subestações do litoral paranaense, no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

A Tabela 9.7 apresenta os resultados da simulação de fluxo de potência generalizado linearizado- Caso 1 – para a situação de carga leve do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min e a Tabela 9.8 mostra os resultados do estimador CC com a medição das PMUs nas barras 6 e 7 do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

A Tabela 9.10 mostra a relação percentual entre os fluxos linearizados generalizados estimados com medição sincrofasorial nas barras 4 e 5, com os simulados não lineares, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

Comparando-se as Tabelas 9.9 e 9.10 nota-se que não existem diferenças significativas entre os valores destas tabelas, conforme já salientado neste item.

Na Tabela 9.11 é mostrada a relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 6 e 7 (Tabela 9.8) e com os fluxos de potência simulado (não linear), em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve (Figura 9.1). Esses resultados mostram uma melhora no resultado do estimador de estado CC. A diferença percentual entre a medição sincrofasorial colocadas nas barras 4 e 5 e a diferença percentual da medição sincrofasorial colocada nas barras 6 e 7, com o menor fluxo de potência do sistema, passou de 19,68% para 16,67%. Verificando a diferença em termos de MW, nota-se que o estimador com medição sincrofasorial apresenta um valor de fluxo estimado da barra 6 para a barra 7 de 2,4 MW e o calculado pelo fluxo não linear, em tempo real, foi de 2,0 MW, o que não representa um erro muito significativo e que venha a onerar a

operação do sistema. O erro de 16,67% é a diferença entre a exatidão atribuída da medição do ângulo do sincrofasor e o calculado pelo fluxo não linear.

A título de exemplo da influência da RTC no valor da exatidão da medição de corrente podemos mencionar valores típicos, reproduzidos abaixo, encontrados nas placas dos TC:

Exatidão 1,2% para relação 300/5A.

Exatidão 0,6% para relação 600/5A.

Exatidão 0,3% para relação 1200/5A.

Como pode ser visto nas Tabelas 9.5, 9.6 e 9.7, uma das grandes vantagens de se utilizar o cálculo dos fluxos de potência e do estimador de estado generalizados são os valores calculados dos fluxos internos dos barramentos em anel, como no caso aqui representado pelas barras 1, 3, 4 e 5 da Figura 9.1. Cabe ressaltar que, para contornar a questão do “loop” formado pelo barramento em anel com todos os disjuntores fechados, adotou-se o fluxo através de um dos disjuntores como referência. Na prática, existe ainda a questão da impedância dos contatos das seccionadoras e disjuntores que, por menor que sejam, proporcionam um divisor resistivo que separa, de forma desigual, o fluxo de potência dentro do barramento em anel.

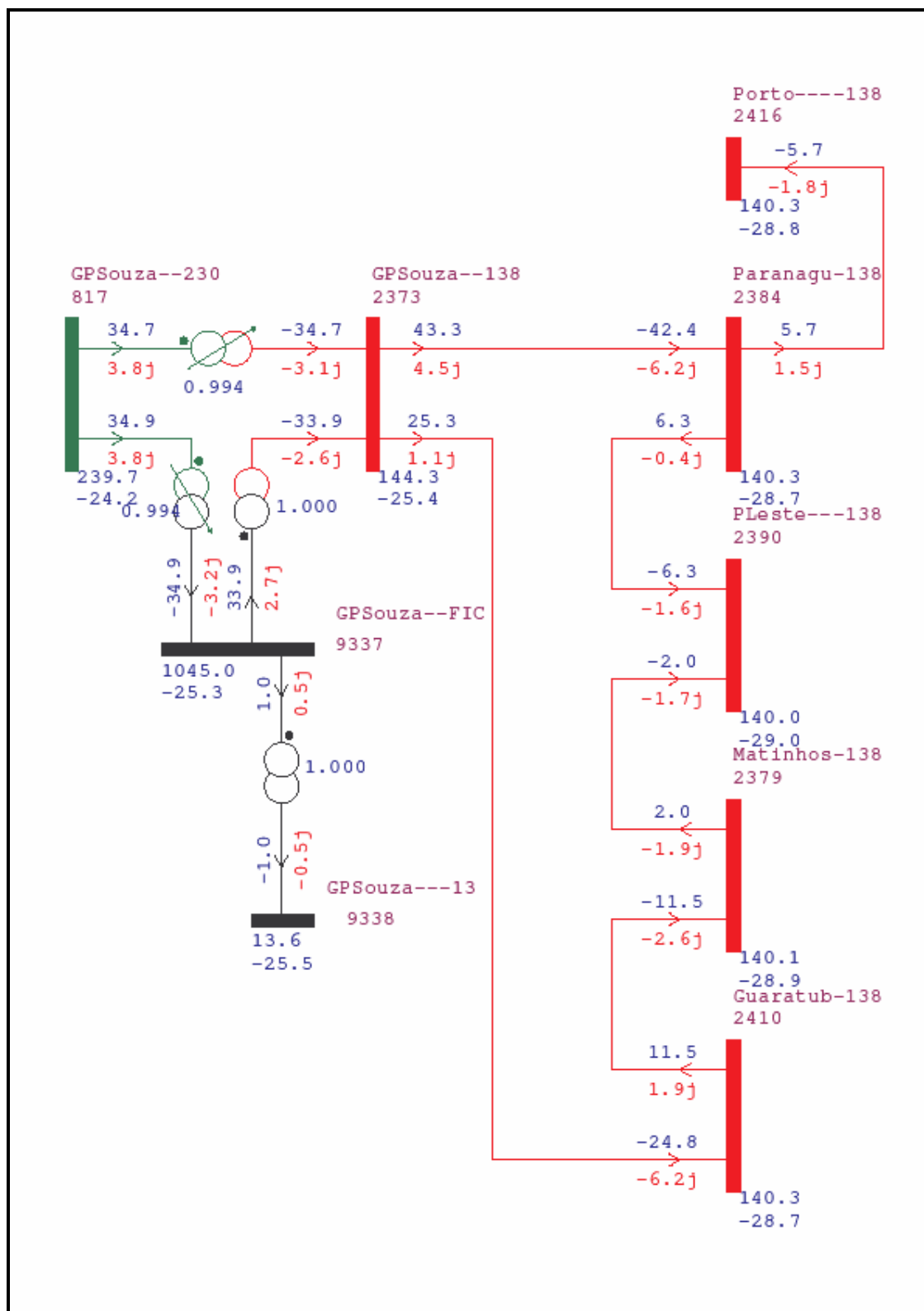


Figura 9-2: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

Tabela 9-3: Fluxo de potência medido, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min.

Caso1-Carga Leve17/02/2007-7h15min- Medida das Grandezas											
Barra 'DE'	Nome da barra	Barra 'PARA'	Nome da barra	Tipo	De K para M [MW]	De M para K [MW]	De K para M [Mvar]	De M para K [Mvar]	Tensão barra K[kV]	Injeção [MW]	Injeção [Mvar]
1	GPSouza--230TRA	1	GPSouza--138	2	34.79	1,25	0.01	-0.01	231.74	33.54	4.76
3	GPSouza-230TRB	3	GPSouza-FIC	1	34.99	0	4.64	0	232.15	34.99	4.64
5	GPSouza—138	2	Paranagu-138	1	42.23	-42.28	5.37	-6.08	137.76	0	0
4	GPSouza—138	8	Guaratub-138	1	26.00	-26.23	1.97	-7.12	138.64	0	0
7	Matinhos-138	6	PLeste---138	1	3.46	-3.40	-2.21	-1.19	134.29	0	0
7	Matinhos-138	8	Guaratub-138	1	-12.94	14.12	-2.15	1.35	133.67	0	0
2	Paranagu-138	6	PLeste---138	1	5.61	-4.41	0.48	-2.27	133.51	0	0

Tabela 9-4: Relação percentual entre o valor medido e o calculado do fluxo de potência, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

Caso1-Carga Leve17/02/2007-7h15min- Relação Percentual											
Barra 'DE'	Nome da barra	Barra 'PARA'	Nome da barra	Tipo	De K para M [MW%]	De M para K [MW%]	De K para M [Mvar%]	De M para K [Mvar%]	Tensão barra K[kV%]	Injeção [MW%]	Injeção [Mvar%]
1	GPSouza--230TRA	1	GPSouza--138	2	0.26	25.0	500	500	3.76	0.92	83.07
3	GPSouza-230TRB	3	GPSouza--FIC	1	0.26	0	49.7	0	3.25	0.84	49.7
5	GPSouza—138	2	Paranagu-138	1	2.53	0.28	19.3	1.97	4.7	0	0
4	GPSouza—138	8	Guaratub-138	1	2.77	5.76	79.1	14.84	4.08	0	0
7	Matinhos-138	6	PLeste---138	1	73.0	70.0	16.31	42.85	4.25	0	0
7	Matinhos-138	8	Guaratub-138	1	12.52	22.78	20.93	40.74	4.73	0	0
2	Paranagu-138	6	PLeste---138	1	12.3	42.86	20.00	41.87	5.08	0	0

Tabela 9-5: Resultados do Estimador CC - Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min, sem a medição das PMUs.

```

Resultados Estimador CC - Caso 1 - Carga leve -
(considera valores medidos correspondentes )
***** SEM PMU *****

ANGULOS ESTIMADOS DAS TENSOES NAS BARRAS
=====
-0.0000
-0.0652
  0
-0.0000
  0.0000
-0.0697
-0.0664
-0.0628

FLUXOS ESTIMADOS NOS RAMOS CONVENCIONAIS
=====
barra inicial   barra final   fluxo
2.0000   5.0000   -0.4315
2.0000   6.0000    0.0603
4.0000   8.0000    0.2472
6.0000   7.0000   -0.0249
7.0000   8.0000   -0.1249

FLUXOS ESTIMADOS NOS DISJUNTORES
=====
barra inicial   barra final   fluxo
1.0000   4.0000    0.0756
1.0000   5.0000    0.2565
3.0000   4.0000    0.1717
3.0000   5.0000    0.1749

```


Tabela 9-6: Resultados do Estimador CC - Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min, com a medição das PMUs nas barras 4 e 5.

```
Resultados Estimador CC - Caso 1 - Carga leve -
(considere valores medidos correspondentes )
*****          COM PMU          *****
```

-
ANGULOS ESTIMADOS DAS TENSOES NAS BARRAS

=====

```
0.0000
-0.0652
0.0000
0.0000
-0.0000
-0.0696
-0.0664
-0.0628
```

FLUXOS ESTIMADOS NOS RAMOS CONVENCIONAIS

=====

barra inicial	barra final	fluxo
2.0000	5.0000	-0.4312
2.0000	6.0000	0.0603
4.0000	8.0000	0.2471
6.0000	7.0000	-0.0249
7.0000	8.0000	-0.1248

FLUXOS ESTIMADOS NOS DISJUNTORES

=====

barra inicial	barra final	fluxo
1.0000	4.0000	0.0758
1.0000	5.0000	0.2563
3.0000	4.0000	0.1713
3.0000	5.0000	0.1750

Tabela 9-7: Resultados da simulação de fluxo de potência linearizado- Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min.

Resultados Fluxo CC - Caso 1 - Carga leve

(considera valores medidos correspondentes ao Fluxo CC, ou seja, apenas injeções de potencia ativa)

INJECOES DE POTENCIA NAS BARRAS

0.3221	-0.3606	0.3499	0	0	-0.0829	-0.0951	-
0.1334							

ANGULOS DAS TENSOES NAS BARRAS

=====

-0.0000
-0.0641
-0.0000
-0.0000
-0.0000
-0.0688
-0.0663
-0.0630

FLUXOS NOS RAMOS CONVENCIONAIS

=====

barra inicial	barra final	fluxo
2.0000	5.0000	-0.4242
2.0000	6.0000	0.0636
4.0000	8.0000	0.2478
6.0000	7.0000	-0.0193
7.0000	8.0000	-0.1144

FLUXOS NOS DISJUNTORES

=====

barra inicial	barra final	fluxo
1.0000	4.0000	0.0729
1.0000	5.0000	0.2492
3.0000	4.0000	0.1750
3.0000	5.0000	0.1749

Tabela 9-8: Resultados do Estimador CC - Caso 1 - Carga leve litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min, com a medição das PMUs nas barras 6 e 7.

Resultados do Estimador Linear com PMUs nas barras 6(SE MAS) e 7 (SE PLE)

ANGULOS ESTIMADOS DAS TENSOES NAS BARRAS

=====

0.0000
-0.0651
0.0000
0.0000
-0.0000
-0.0695
-0.0664
-0.0628

FLUXOS ESTIMADOS NOS RAMOS CONVENCIONAIS

=====

barra inicial	barra final	fluxo
2.0000	5.0000	-0.4308
2.0000	6.0000	0.0602
4.0000	8.0000	0.2472
6.0000	7.0000	-0.0240
7.0000	8.0000	-0.1247

FLUXOS ESTIMADOS NOS DISJUNTORES

=====

barra inicial	barra final	fluxo
1.0000	4.0000	0.0761
1.0000	5.0000	0.2558
3.0000	4.0000	0.1711
3.0000	5.0000	0.1750

Tabela 9-9: Relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 4 e 5 e os medidos diretamente-Caso1-, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

Comparação Percentual Fluxos Estimados com os Medidos -Caso1- Carga Leve17/02/2007-7h15min		
barra inicial	barra final	Fluxo%
2	5	2.02
2	6	6.96
4	8	4.92
6	7	28.03
7	8	3.48

Tabela 9-10: Relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 4 e 5 e com os fluxos de potência simulado (não linear), em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

Comparação Percentual Fluxos Estimados com os Simulados não Lineares - Caso1-Carga Leve17/02/2007-7h15min		
barra inicial	barra final	Fluxo%
2	5	1.73
2	6	4.28
4	8	2.29
6	7	19.68
7	8	7.92

Tabela 9-11: Relação percentual entre os fluxos estimados com medição sincrofasorial nas barras 6 e 7 e com os fluxos de potência simulado (não linear), em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve.

Comparação Percentual Fluxos Estimados com os Simulados não Lineares - Caso1-Carga Leve17/02/2007-7h15min		
barra inicial	barra final	Fluxo%
2	5	1.58
2	6	4.44
4	8	2.29
6	7	16.67
7	8	7.78

A Figura 9.3 apresenta a comparação dos erros precentuais e mostra claramente a vantagem da medição sincrofásorial na estimação de estado.

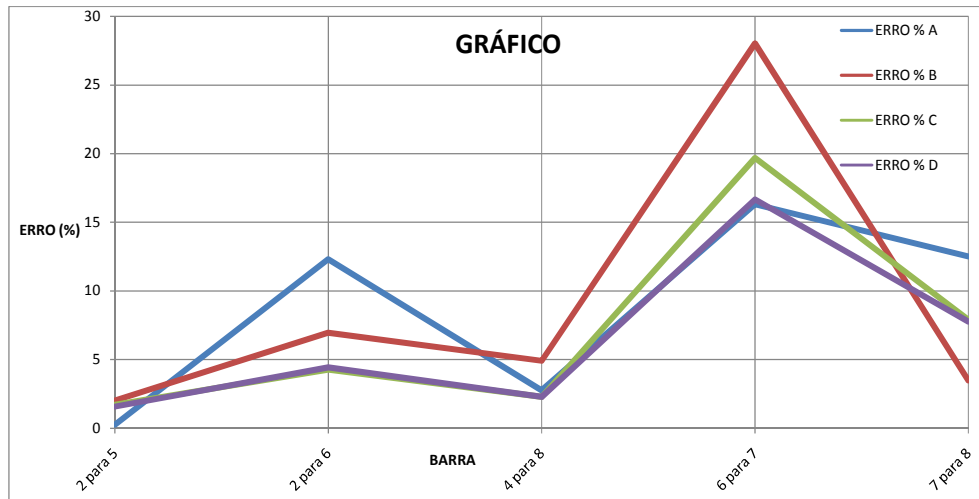


Figura 9-3: Gráfico de comparação dos erros percentuais.

ERRO%A=Fluxo de potência medido / calculado não linear;
 ERRO%B=Fluxo de potência estimado (PMU 4 e 5) / medido;
 ERRO%C= Fluxo de potência estimado (PMU 4 e 5) / medido;
 ERRO%D= Fluxo de potência estimado (PMU 6 e 7).

9.4 Caso 2 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Pesada no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 21h:00min

A Figura 9.4 mostra o fluxo de potência, em tempo real, calculado a partir da Tabela 9.2 na condição de carga pesada.

A Tabela 9.12 apresenta o fluxo de potência medido para a situação de carga pesada no dia 07/02/2007 às 21h00min. A relação percentual entre o fluxo de potência calculado da Figura 9.4 e o medido, mostrado na Tabela 9.12, está apresentado na Tabela 9.13.

Na Tabela 9.13 verifica-se que, pela análise realizada no item 9.2, os erros de medição de corrente tornam-se mais evidentes, quando se compara o erro percentual do fluxo de potências ativa e reativa nos terminais da linha de

transmissão Praia de Leste-Matinhos 138kV para os casos de carga leve e pesada. No caso da carga leve, existe um fluxo de potência maior nesta LT e no caso da carga pesada esse fluxo diminui de tal forma que o erro em torno de 70% para a carga leve, passa para um valor aproximado de 300% na carga pesada. As mesmas considerações das simulações do item 9.3 são válidas para as desse item.

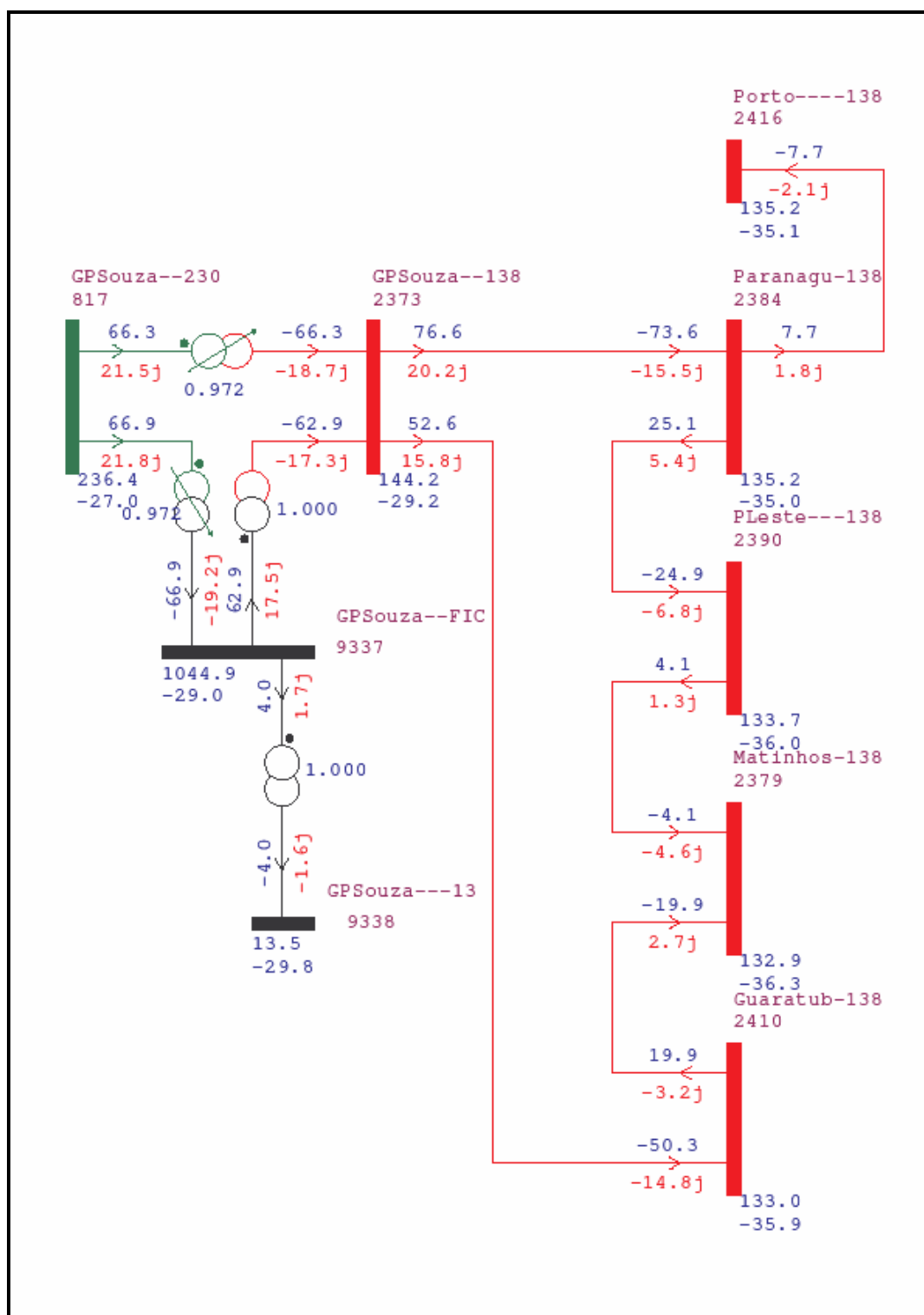


Figura 9-4: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada.

Tabela 9-12: Fluxo de potência, em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada.

Caso2-Carga Pesada 17/02/2007-21h00minh- Medida das Grandezas											
Barra 'DE'	Nome da barra	Barra 'PARA'	Nome da barra	Tipo	De K para M [MW]	De M para K [MW]	De K para M [Mvar]	De M para K [Mvar]	Tensão barra K[kV]	Injeção [MW]	Injeção [Mvar]
1	GPSouza--230TRA	1	GPSouza—138	2	70.11	2.16	0.13	-0.13	240.21	67.95	21.08
3	GPSouza-230TRB	3	GPSouza—FIC	1	70.11	0	20.81	0	241.60	70.11	20.81
5	GPSouza—138	2	Paranagu-138	1	78.84	-77.29	20.87	-15.27	144.60	0	
4	GPSouza—138	8	Guaratub-138	1	57.49	-54.63	14.31	-12.33	146.02	0	
7	Matinhos-138	6	PLeste---138	1	-1.31	1.07	-2.03	-1.19	134.69	0	
7	Matinhos-138	8	Guaratub-138	1	-23.86	24.82	-0.36	-0.27	134.35	0	
2	Paranagu-138	6	PLeste---138	1	24.33	-22.90	3.58	-4.77	134.98	0	

Tabela 9-13: Relação percentual entre o valor medido e o calculado do fluxo de potência em tempo real do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada.

Caso2-Carga Pesada 17/02/2007-21h00min- Medida das Grandezas											
Barra 'DE'	Nome da barra	Barra 'PARA'	Nome da barra	Tipo	De K para M [MW%]	De M para K [MW%]	De K para M [Mvar%]	De M para K [Mvar%]	Tensão barra K[kV%]	Injeção [MW%]	Injeção [Mvar%]
1	GPSouza--230TRA	1	GPSouza—138	2	4.8	85.18	1230.76	1230.76	1.61	8.02	26.01
3	GPSouza-230TRB	3	GPSouza—FIC	1	5.75	0	11.28	0	2.2	5.75	11.28
5	GPSouza—138	2	Paranagu-138	1	2.92	5.01	3.31	1.50	0.28	0	
4	GPSouza—138	8	Guaratub-138	1	9.30	8.61	10.41	20.03	1.26	0	
7	Matinhos-138	6	PLeste---138	1	312.98	383.18	226.6	9.24	0.83	0	
7	Matinhos-138	8	Guaratub-138	1	19.90	24.72	750	1185.18	1.09	0	
2	Paranagu-138	6	PLeste---138	1	3.16	8.73	50.83	42.56	0.16	0	

9.5 Caso 3 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Leve no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 07h15min sem a Linha GPS/PGA 138 kV

No caso 3 foi analisado o fluxo de potência em tempo real, baseado nas cargas da Tabela 9.2, com a saída da LT US GPS/PGA 138 kV e na situação de carga leve.

O resultado da simulação do fluxo de potência está mostrado na Figura 9.5 e resumido na Tabela 9.14.

Nota-se que as barras das subestações na Figura 9.5, aparecem com hachuras denotando que houve violação de tensão com a perda da LT US GPS/PGA 138 kV nessas barras. O ângulo entre a barra da US GPS 138 kV e a barra da SE PGA 138 kV ficou em 15.1 graus e a diferença de potencial em 0,153 pu, ou seja, 21,114 kV. Como não existe a medição sincrofasorial mostrada na Figura 9.1 na barra de 138 kV da US GPS, a operação local da usina deveria entrar em contato com o COS para verificar quais cargas poderiam ser retiradas para conseguir regularizar as tensões das barras das subestações envolvidas. Com a leitura dos ângulos das barras de 138 kV da US GPS, a situação se converteria em aproximar o máximo possível a diferença de ângulo entre as barras, através da excitação das máquinas da US GPS e, assim, poder fechar o disjuntor do circuito PGA 138 kV da US GPS com segurança. Este exemplo prático mostra que mesmo que a medição dos ângulos das barras seja local ele se torna fundamental para auxiliar a tomada de decisão por parte da operação.

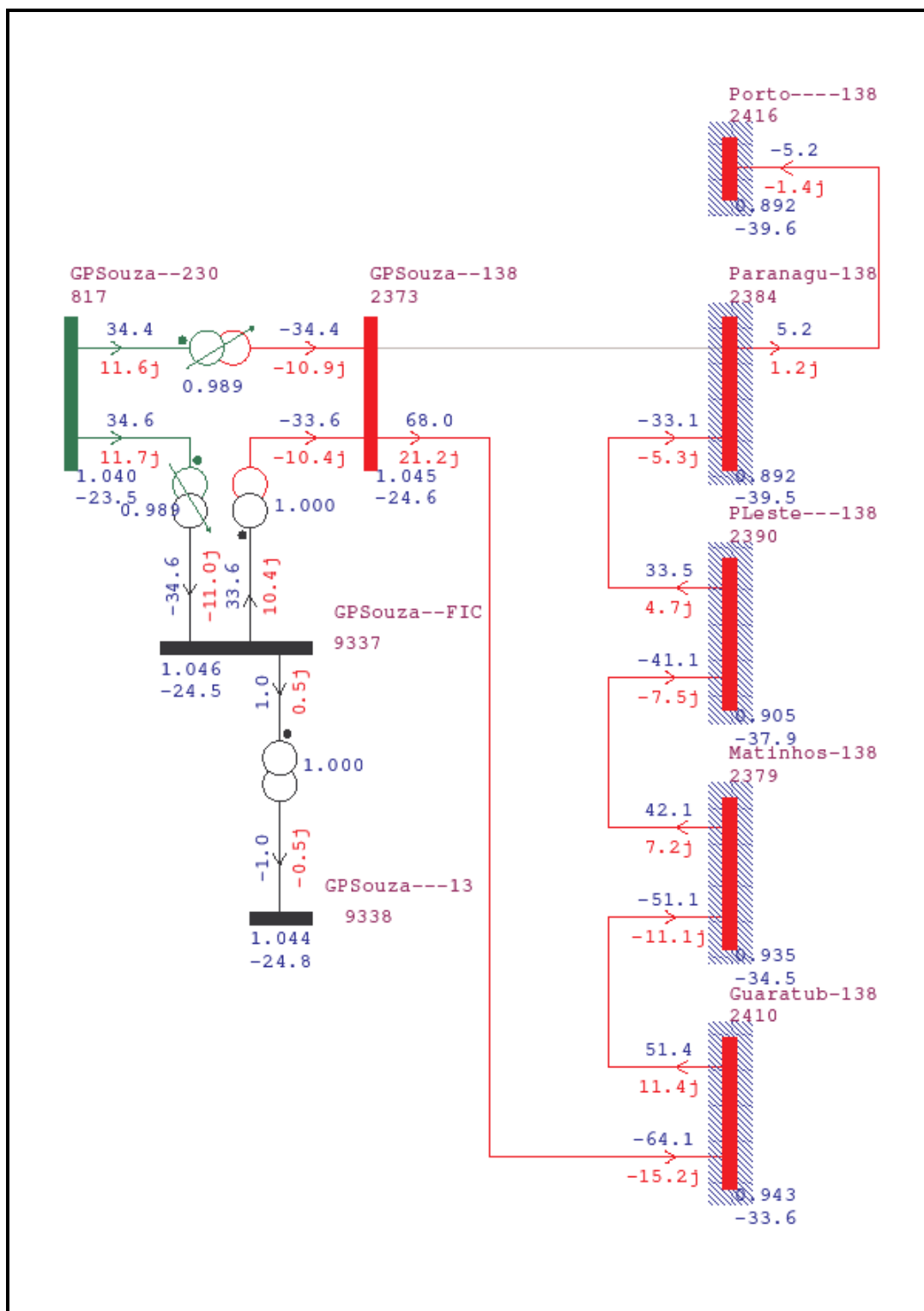


Figura 9-5: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve e sem a linha GPS/PGA 138 kV.

Tabela 9-14: Fluxo de potência simulado em tempo real do litoral no dia 17/02/2007 às 07h15min com carga leve e sem a linha GPS/PGA 138kV.

Caso 3- Caga Leve sem LT GPS/PGA 138kV					
Número da barra	Nome da barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]	Ângulo da fase da tensão [graus]	Carga ativa [MW]	Carga reativa [Mvar]
817	GPSouza—230	1,04	-23,4776	0	0
2373	GPSouza—138	1,045	-24,6426	0	0
2379	Matinhos-138	0,9354	-34,4628	9,51	4,54
2384	Paranagu-138	0,8919	-39,53	30,36	5,13
2390	PLeste---138	0,9051	-37,8859	8,29	3,35
2410	Guaratub-138	0,9435	-33,5593	13,34	4,28
2416	Porto----138	0,8916	-39,5595	5,7	1,81
9337	GPSouza—FIC	1,0456	-24,5439	0	0

9.6 Caso 4 - Simulação de Fluxo de Potência para Carga Pesada no Feriado de Carnaval dia 17/02/2007 às 21h00min sem a Linha GPS/PGA 138 kV

No caso 4 foi analisado o fluxo de potência em tempo real, baseado nas cargas da Tabela 9.2, com a saída da LT US GPS/PGA 138kV e na situação de carga pesada. O resultado da simulação do fluxo de potência está mostrado na Figura 9.6 e resumido na Tabela 9.15.

Nesta situação, além das subestações do litoral ficarem com tensão das suas barras abaixo de valores permitidos, também a barra de 138kV da subestação da US GPS ficou com a tensão violada e foi necessário, na simulação do fluxo de potência, fixar a tensão dessa barra em 1.1 pu para que o programa ANAREDE convergisse. Fixando a tensão da barra de 138kV da US GPS, verifica-se que a diferença angular entre essa barra e a barra de 138kV da SE PGA fica em 26.3 graus e a diferença de tensão fica em 0.321pu o que corresponde a 44.298kV.

Nestas condições, conclui-se, que não é possível fechar o disjuntor do circuito PGA 138kV da US GPS sem retirar carga das subestações do litoral, sob o risco de danos aos geradores da US GPS. Ressalta-se que a diferença angular para fechamento do disjuntor não deve violar o limite de potência acelerante dos grupos geradores da usina GPS.

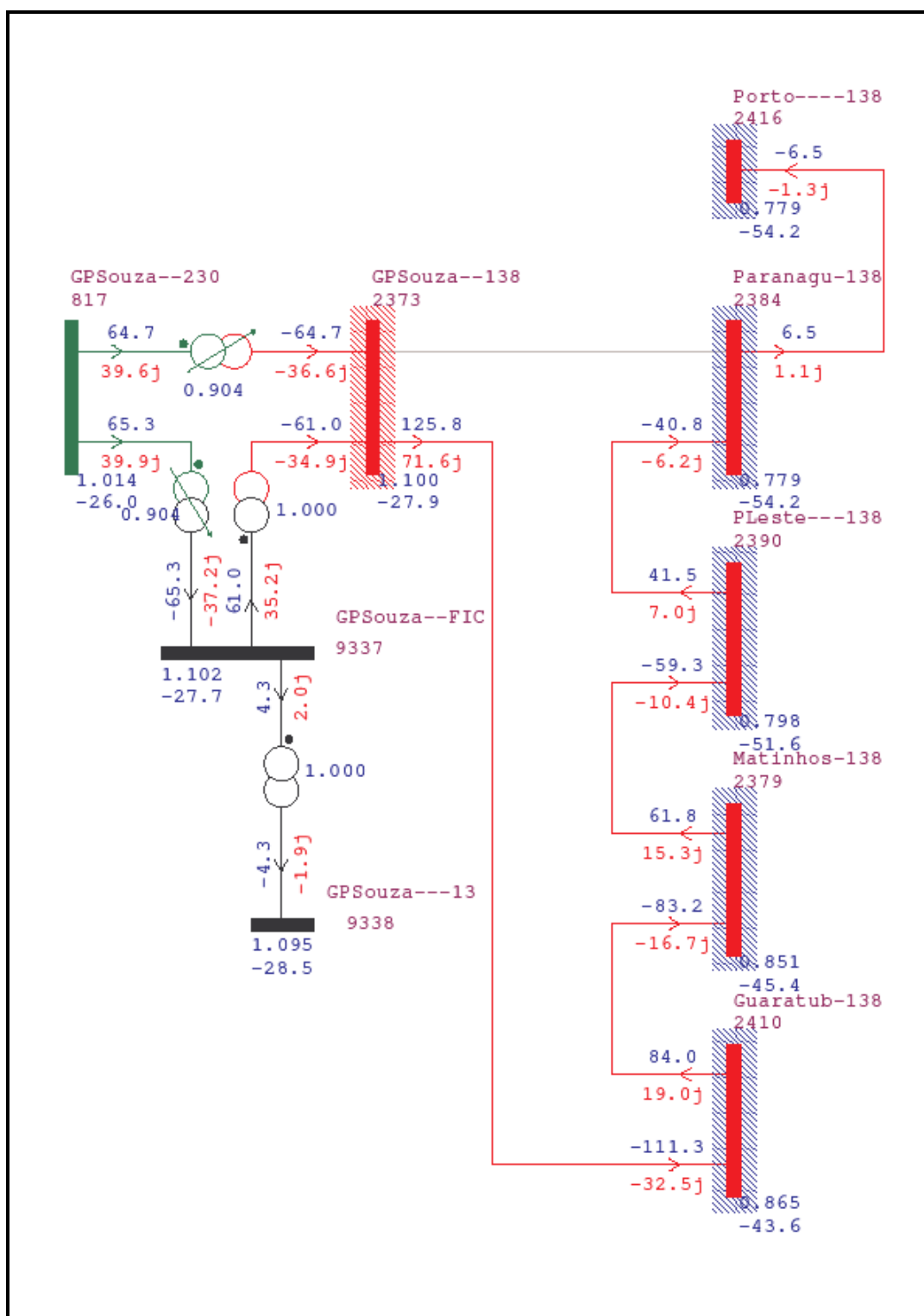


Figura 9-6: Fluxo de potência, simulado utilizando o carregamento das subestações do litoral em tempo real no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada e sem a linha GPS/PGA 138 kV.

Tabela 9-15: Fluxo de potência, simulado em tempo real, do litoral no dia 17/02/2007 às 21h00min com carga pesada e sem a linha GPS/PGA 138 kV.

Caso 4-Carga Pesada sem LT GPS/PGA 138kV					
Número da barra	Nome da barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]	Ângulo da fase da tensão [graus]	Carga ativa [MW]	Carga reativa [Mvar]
817	GPSouza—230	1,0142	-25,9561	0	0
2373	GPSouza—138	1,1	-27,9078	0	0
2379	Matinhos-138	0,8507	-45,4263	23,98	1,96
2384	Paranagu-138	0,7789	-54,2051	40,85	8,33
2390	PLeste---138	0,7979	-51,5663	20,75	5,44
2410	Guaratub-138	0,865	-43,6559	30,39	18,02
2416	Porto----138	0,7786	-54,2538	7,69	2,09
9337	GPSouza—FIC	1,1018	-27,7462	0	0

9.7 Considerações Finais do Capítulo

Nos casos 1 e 2 verifica-se que a medição de corrente é a que apresenta o maior erro de medição. Este erro de medição gera os erros de medida das potências ativas e reativas. A principal origem desses erros é o transformador de corrente. Quando há a medição de pequenos valores de corrente pelos TCs, isto é, abaixo de 20% do valor da relação nominal que está ligado o enrolamento secundário do TC, esse valor medido fica distorcido em módulo e ângulo.

Comparando os casos 1 e 2, verifica-se que, na situação de operação em carga leve, caso 1, o fluxo de potência na LT MAS/PLE 138kV é maior que na operação em carga pesada, caso 2, implicando em maior erro de leitura das potências ativas e reativas no caso 2. Dessa forma, a pior condição de leitura em ambas as barras dessa LT é em carga pesada, mostrando que o fluxo de potência não é intuitivo e precisa ser sempre simulado e medido de forma adequada.

A alternativa de uma leitura mais exata das potências ativas com a inclusão, como medida, do ângulo das tensões das barras 4 e 5 do sistema para o estimador de estado generalizado linearizado, não ocorreu devido às barras com maior erro de medição não possuírem medição sincrofasorial. O deslocamento da medição sincrofasorial das barras 4 e 5 para as barras 6 e 7, mostrou uma melhora na

estimação das medidas de fluxo de potência ativa, inclusive nos valores do fluxo entre a barra 6 e 7. A não consideração de um peso maior ou menor para as medidas das correntes que estejam dentro ou fora da faixa de 20% a 120% da relação nominal na qual está ligado o TC contribuiu para os maiores erros de medição.

Nos casos 3 e 4, a simulação da abertura da LT US GPS/PGA 138 kV em carga leve e pesada, respectivamente, implica em diferentes decisões por parte da operação, quando existe a disponibilidade da medição dos sincrofasores de tensão. Para o caso de carga leve, não ocorre a necessidade de retirada de carga para fechamento do disjuntor do circuito PGA 138 kV na US GPS. Para o caso de carga pesada, é imprescindível a abertura de cargas para que não ocorra danos às máquinas da US GPS. A decisão da operação, nestas circunstâncias, fica baseada na segurança oferecida pela medida direta de módulo e ângulo das tensões nas barras envolvidas. Em [38] são abordados os problemas da operação dos geradores em paralelo com o sistema, o trabalho também apresenta as vantagens da medição sincrofasorial para a interligação.

É importante ressaltar que a medição dos ângulos das tensões nas barras 4 e 5 auxiliam no aumento da redundância do plano de medição e, apesar de não interferirem nos resultados das situações simuladas e apresentadas, estas seriam de extrema importância no processamento de erros topológicos e de medidas. Esse tópico pode ser abordado em trabalhos futuros.

A situação crítica descrita nas simulações apresentadas e sentida no decorrer de muitos anos de operação do sistema elétrico do litoral do Paraná, foi solucionada, não com a inclusão da medição sincrofasorial, mas com o planejamento adequado do sistema que levou à construção de uma nova subestação interligadora de 230kV/138kV na cidade de Paranaguá, denominada subestação Posto Fiscal (SE PFL). A medição sincrofasorial presta um ótimo serviço à observabilidade e à estimação de estado, mas não substitui um sistema elétrico bem planejado.

10 Conclusões Gerais

As atividades básicas dos centros de operação de um sistema elétrico compreendem ações para o controle de níveis de tensão, de frequência, de fluxos em equipamentos, intercâmbio entre áreas, despacho de geradores, entre outras, com o objetivo de se realizar um despacho econômico e que atenda aos consumidores de forma satisfatória. Tais atividades dependem, principalmente, das informações recebidas dos equipamentos monitorados.

O planejamento de um sistema elétrico de potência é fundamental para a sua operação estável, mesmo quando ocorrem vários distúrbios simultâneos. Um sistema com ótima observabilidade é inútil se não existirem recursos físicos disponíveis para levar o sistema da situação de emergência para operação normal, sem corte de carga e com a qualidade necessária.

Conhecer o sistema e suas várias formas de operação é prioridade para os operadores do sistema elétrico, assim como deve existir um bom relacionamento entre os vários níveis hierárquicos.

Os sistemas de controle devem ter desempenho adequado para auxiliar a manutenção da operação normal e atuar eficientemente diante de uma operação de alerta ou de emergência.

Conforme pôde ser verificado no Capítulo 3, a tecnologia hoje disponível possibilita que o sistema elétrico tenha uma supervisão eficaz em tempo real. As ferramentas computacionais hoje desenvolvidas e aplicadas como, por exemplo, no centro de operação do sistema da Copel, permite manter um sistema elétrico, por mais complexo que seja, dentro de padrões ótimos de qualidade.

Os erros de medições tratados na literatura como “erros grosseiros” devem ser melhor avaliados na natureza de sua origem. É proposta deste trabalho a classificação de erros em pequenos e grandes. É mostrado, com exemplos reais, como ocorrem os erros de medição de corrente que são responsáveis pelos freqüentes erros de potências ativas e reativas. A não consideração de um peso maior ou menor para as medidas das correntes que estejam dentro ou fora da faixa de 20% a 120% do valor da relação nominal que está ligado o enrolamento secundário do TC, contribuiu para os maiores erros de medição.

O desenvolvimento de aplicativos para a estimação de estado, utilizando as medições sincrofasoriais, permitem tratar as grandezas medidas com maior segurança e rapidez devido ao menor número de iterações de processamento.

Apesar das facilidades, disponíveis graças às novas tecnologias, deve-se ter muito cuidado com a segurança da rede, na qual circulam os dados referentes ao sistema elétrico. Um sistema inteiro pode ser perdido por ação inescrupulosa de terceiros.

O estimador de estado é utilizado para encontrar a medida mais exata para as grandezas de estado de todas as barras do sistema elétrico supervisionado. Para tanto, existe a necessidade, “a priori”, de se determinar a observabilidade do sistema para que se possa determinar o sucesso ou não da obtenção do resultado final do estimador de estado. Caso o sistema não seja observável, o estimador de estado não converge.

A definição de fasor sincronizado no tempo, conhecido como sincrofasor, é definido pela norma IEEE 37.118 [19] e necessita ser conhecida de modo aprofundado, para que se possa verificar a hipótese real de sua aplicação. Da mesma forma, é necessário conhecer os conceitos fundamentais de redes de comunicação, uma vez que a medição do sincrofasor, realizada pela PMU, deve ser enviada, via rede, a um PDC, o qual torna possível a utilização desses dados pelos vários aplicativos como ferramentas da operação do COS.

Verifica-se que os algoritmos de observabilidade topológica e estimação de estados apresentados em [1], baseiam-se na modelagem da rede ao nível de barramento de subestação e são utilizados como base deste trabalho.

A extensão destes algoritmos, com a introdução da medida do ângulo das tensões das barras, de forma a permitirem a análise de observabilidade e criticidade de medidas de sistemas modelados, ao nível de seção de barra, é proposta nesse trabalho.

A aplicação dos ângulos das tensões das barras como grandeza de estado, possível hoje devido ao desenvolvimento das PMUs, contribui para a redução da criticidade das medidas. No entanto, não foram encontradas publicações que avaliassem o impacto das PMUs na abordagem generalizada da estimação e da análise de observabilidade topológica, que é o alvo principal deste trabalho.

O método topológico generalizado para a análise de observabilidade e criticidade de sistemas modelados ao nível do barramento da subestação, com a inclusão da medição dos ângulos das barras onde estão instaladas as PMUs, foi demonstrado

por meio de um exemplo ilustrativo (Figuras 8.4 e 8.5) que mostra claramente o aumento da observabilidade desse sistema. Apesar de se ter focado a atenção no problema de observabilidade $P - \delta$, a generalização descrita é também aplicável à solução do problema $Q - V$, respeitando-se as equivalências de variáveis. A solução para o problema da perda de referência para a determinação dos ângulos das tensões das barras dos sistemas é proposta com a utilização dos recursos de “hardware & software” disponíveis nas PMUs e PDC. Assim, é possível determinar a diferença angular entre as barras utilizando-se uma referência absoluta UTC.

Na simulação dos casos reais 1 e 2 do Capítulo 9, que mostra a região elétrica do litoral da Copel, verifica-se que a medição de corrente é a que apresenta o maior erro de medição. Esse erro de medição gera os erros de medida das potências ativas e reativas. A principal origem desses erros é o transformador de corrente. Quando há a medição de pequenos valores de corrente pelos TCs, isto é, abaixo de 20% do valor da relação nominal que está ligado o enrolamento secundário do TC, esse valor medido fica distorcido em módulo e ângulo. O ângulo formado pela tensão e corrente, que determina o fator de potência medido e utilizado para a informação da potência reativa, fica comprometido quando existem correntes de carga de baixo valor que circulam pelo enrolamento secundário dos TCs. Dessa forma, é necessário tratar estas medidas com uma variância alta e vinculá-las à relação de transformação adotada dos TCs respectivos.

Um exemplo importante também mencionado, é do fluxo de potência na LT MAS/PLE 138kV que é maior em carga leve que na operação em carga pesada, o que implica em maior erro de leitura das potências ativas e reativas no caso de carga leve. Portanto, este é um exemplo cabal que o fluxo de potência não é intuitivo e precisa ser sempre simulado e medido de forma adequada.

Para uma informação mais exata de potências ativa, pode-se utilizar a diferença angular das tensões entre as barras e a parte resistiva da impedância da linha, desde que as duas barras tenham PMU.

A medição direta dos ângulos e das tensões das barras, na simulação da abertura da LT US GPS/PGA 138 kV, em carga leve e pesada, respectivamente, mostrou as diferentes decisões que podem ser tomadas por parte da operação, quando da disponibilidade dessas informações. A necessidade ou não de retirada de carga para fechamento do disjuntor de um sistema, mesmo que esteja em anel, será baseada nessas informações de barra para que seja preservada a integridade do sistema.

De uma forma geral, fica aqui demonstrada a importância da medição sincrofasorial em apenas alguns aspectos que envolvem a operação do sistema elétrico de potência. O trabalho ficou restrito à abordagem linear para demonstrar de maneira mais abrangente o potencial dessa ferramenta a ser explorado.

Este trabalho teve por objetivo proporcionar uma base para o desenvolvimento de outros que utilizem os conceitos aqui desenvolvidos.

Como sugestões para trabalhos futuros pode-se citar:

- Avaliação do impacto da medição sincrofasorial no processamento de erros com estimador de estados generalizado.
- Extensão da análise da inclusão da medição sincrofasorial para estimador de estado não linear.
- Análise da influência dos diferentes tipos de erros adquiridos pela medição direta das grandezas. Como exemplo: classificar as exatidões das correntes medidas de acordo com a relação nominal adotada dos transformadores de corrente.
- Medição das impedâncias dinâmicas com a utilização de medição sincrofasorial no nível de barramento de subestações.
- Aplicação da medição sincrofasorial em fluxo de potência ótimo.

11 Referências bibliográficas

- [1] E. M. Lourenço. “Análise de Observabilidade e Identificação de Erros de Topologia na Estimação de Estados Generalizada ”. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2001.
- [2] B. C. Clewer, M. R. Irving, and M. J. H. Sterling. “Topologically Independent State Estimation”. In FFAC Symposium on Power System Modeling and Control Applications, pages 290-297, Brussels, September 1988.
- [3] A. Monticelli and A. Garcia. “ Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation”. IEEE/PES Winter Meeting, 8(1): 364-370, Jan. 1991.
- [4] A. Monticelli. “The impact of Modeling Short Circuit Branches in State Estimation”. IEEE Trans. On Power Systems, 8(1): 364-370, Feb. 1993.
- [5] A. Monticelli. “ Modeling Circuit Breakers in Weighted Least Squares State Estimation”. IEEE Trans. On Power Systems, 8(3): 1143-1149, Aug. 1993
- [6] O. Alsac, N. Vempati, B. Stott, and A. Monticelli. “ Generalized State Estimation”. IEEE Trans. On Power Systems, 13(3): 1069-1075, Aug. 1998.
- [7] K. A Clements and A. Simões Costa. “ Topology Error Identification using Normalized Lagrange Multipliers”. IEEE Trans. On Power Systems, 13(2): 347-353, May 1998.
- [8] E. M. Lourenço A. Simões Costa K. A. Clements. “Baysian-Based Hypothesis Testing for Topology Error Identification in Generalized State Estimation”. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 19, no. 2, May 2004, pp.1206-1215.
- [9] E. M. Lourenço, A. J. A. Simões Costa, K. A. Clements, R. A. Cernev. “Topology Error Identification Directly Based on Collinearity Tests”. IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, 2005.
- [10] D. Atanackovic, J. H. Clapauch, G. Dwernychuk, J. Gurney, H. Lee. “First Steps to Wide Area Control – Implementation of Synchronized Phasors in Control Center Real-Time Applications” IEEE power & energy magazine, Jan./Febr.2008, pp. 6168
- [11] A.G.Phadke, “Synchronized Phasor Measurements – A Historical Overview”, IEEE, 2002, pp. 476-479
- [12] J. Chen, A. Abur, “Placement of PMUs to Enable Bad Data Detection in State Estimation”. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 21, no. 4, November 2006, pp.0885-8950.

- [13] I. C. Decker, J. G. Ehrensperger, A. L. Bettiol, M. N Agostini, A. S. e Silva, S. L. Zimath. "Synchronized Phasor Measurement System: Development and Applications." IX SEPOP – maio de 2004.
- [14] P. Kundur "Power System Stability and Control". Eletric Power Research Institute, 1993
- [15] Costa Simões, A.; Salgado, R. "*Análise Estática de Segurança de Sistemas Elétricos de Potência*", *Capítulos I e II*, <http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/assp/assp.html>
- [16] Wood, Allen J. and Wollenberg, Bruce F. "*Power Generation, Operation & Control*", John Wiley & Sons, 1984
- [17] "Final Report – System Disturbance On 4 November 2006, Page 6 and 7/84-Europe"
- [18] J. M. Lima, F. Rodrigues, J. M. Fernandez, C. Courtouke, J. A. S. Gimenes. "Experiência da Copel Transmissão na Implementação de um Estimador Estático de Estados no Centro de Operação do Sistema". IX EDAO-Celg, 25/29 Mar, 2007.
- [19] IEEE PC37.118/D7.0, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. June 2005.
- [20] Curso Sobre Medição Fasorial-Teoria e Prática. Comitê de Estudos B5-Proteção e Automação. 8 e 9 de novembro d 2007. Eletrosul-Florianópolis
- [21] G.R. Krumpholtz, K. A. Clements, and P. W. Davis. "Power System Observability: A Pratical Algorithm Using Network Topology". IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, (7): 1534-1542, Jul./Aug. 1980
- [22] G.W. Stewart. "Fast Decoupled State Estimation and Data Processing"IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, 98(5): 1645-1652, Oct. 1979
- [23] V. H. Quintana, A. Simões Costa, and A. Mendel, " Power System Topological Observability Using a Direct Graph-Theorectic Approach". IEEE Trans. On Power Systems, (3):941-949, Aug.1990.
- [24] G. R. Krumpholtz, K. A. Clements, and P. W. Davis. " Power System State Estimation Residual Analysis: An Algorithm Using Network Topology". IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, (4):1779-1787, Apr. 1981
- [25] L. Mili, T. Van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella. " Hypothesis Testing Identification: A New Method for Bad Data Analysis in Power System State Estimation" . IEEE Trans. On Power Apparatus and System, 103(11): 3239-3252, Nov. 1984.

- [26] A. J. A. Simões Costa. “ Determinação de Conjuntos Críticos de Medidas de Estimação de Estados em Sistemas de Potência”. 7º Congresso Brasileiro de Automática, 2, 1988.
- [27] A. Simões Costa, T. S. Piazza, and A. Mendel. “ Qualitative Methods To Solve Qualitative Problems in Systems State Estimation”. IEEE Trans. On Power Systems, (3): 941-949, Aug. 1990.
- [28] B. Xu, and A. Abur. “Observability Analysis and Measurement Placement for Systems with PMUs”. IEEE, 7803-8718-X/04, 2004.
- [29] A. Abur, H. Kim, and M. K. Celik. “ Identifying the Unknown Circuit Breaker Statuses in Power Networks”. IEEE Trans. On Power Systems, 10(4): 2029-2037, Nov. 1995.
- [30] L. B. Souza. “Estimação de Estado Generalizada com Processamento de Erros de Topologia e Erros em Medidas”. Tese de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2007.
- [31] A. Simões Costa and J. A. Leão. “ Identification of Topology Errors in Power System State Estimation”. IEEE Trans. On Power Systems, 8(4): 1531-1538, Nov. 1993.
- [32] L. Colzani. “ Determinação de Sub-Redes Relevantes para Identificação de Erros Topológicos em Sistemas de Potência”. Tese de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina, Feb. 2001.
- [33] K. A. Clements and A. Simões Costa. “ Topology Error Identification Using Normalized Lagrange Multipliers”. IEEE Trans. On Power Systems, 13(2): 347-353, May 1998.
- [34] H. W. Kuhn and Tucker A. W. “Nonlinear Programming”, Second Berkeley Symposium on Math. Progr. Statistics and Probability, 1950.
- [35] A. Gjelsvik, A. Aam, and L. Holten. “Augmented Matrix Method: A Rapid Method for Improving Numerical Stability in Power System State Estimation” IEEE Transaction on Power Application and System, 104(6): 2987-2993, Nov. 1985.
- [36] A. Gjelsvik. “ The Significance of the Lagrange Multipliers In WLS State Estimation With Equality Constraints”. IEEE Trans. On PAS, 1993.]
- [37] A. Monticelli. “ Electric Power System State Estimation”. Proceedings of the IEEE, 88(2): 262-282, February 2000.

[38] G. F. Krefta, E. M. Lourenço. “Proteção da Interligação de Produtores Independentes e Autoprodutores: Consequências da Reestruturação.” IX EDAO – março de 2007.

12 Anexos

Anexo A - Segurança em redes de comunicação

O requisito de segurança à informação tornou-se imprescindível e um tema muito debatido em consequência de recentes acontecimentos como os relatados em informativos eletrônicos e são a preocupação mundial atual.

A Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, (SEL) apresenta na seqüência doze dicas para melhoria da segurança de ativos da empresa.

“De acordo com Tom Donahue, oficial da CIA, hackers recentemente tentaram se infiltrar em redes de distribuição de energia elétrica fora dos Estados Unidos. Em pelo menos um dos casos de ataque, diversas cidades ficaram sem luz, segundo a Forbes.

[Hackers criam competição de criação de worm. Cibercrime vira negócio e muda perfil do hacker "do mal"](#)

As autoridades não divulgaram muitos detalhes sobre os ataques, como identidade, onde ou quando aconteceram. Sabe-se que os ataques foram feitos via Internet e que os Sistemas de Controle e Supervisão (SCADA) estão desatualizados.

Na convenção de hackers DefCon, a empresa de segurança Tipping Point deu uma apresentação sobre as diversas vulnerabilidades SCADA. Existem boatos que estas falhas estão sendo utilizadas para extorsão eletrônica de empresas de utilidade, chegando a centenas de milhões de dólares.”

Para maior prevenção sobre segurança de redes aplicadas em sistemas elétricos de potência sugere-se ver, a seguir, as dicas publicadas pela SEL.

[versão para impressão \(pdf\)](#)



DOZE DICAS SEL PARA MELHORIA DA SEGURANÇA DE ATIVOS DA EMPRESA:

A SEL sempre se importou com aspectos de segurança de seus produtos e desde os primeiros relés de proteção já haviam 2 níveis de acesso com senhas separadas e contatos de alarmes para casos de falhas de acessos.

Há muitos anos a SEL vem enfatizando a importância da segurança em Sistemas Integrados e tem publicado muitos artigos técnicos descrevendo as ameaças, cenários de ataque, etc. além de fornecer um curso sobre segurança cibernética.

Acreditamos que a responsabilidade pela segurança não deva ser somente do Departamento de Informática das empresas, pois fatores como a rápida mudança tecnológica e a forte característica de que o sistema elétrico de potência aplica em diversos tipos de equipamentos eletrônicos com diferentes meios de comunicação e de acesso, provocam que a responsabilidade deva ser repartida entre todos envolvidos (equipe de automação/ SCADA, engenheiros de proteção, equipe de manutenção, fornecedores, consumidores, Governo, etc.).

Felizmente, existem muitas medidas simples e de baixo custo que podem ser consideradas para reduzir as ameaças de acesso ao sistema elétrico de potência. Abaixo, estamos listando 12 atividades que devem ser seriamente consideradas.

1. Conheça todos caminhos para chegar aos ativos: Faça um mapa de acesso!

SCADA, EMS, acesso pela engenharia, acesso pela manutenção, linha telefônica, rede sem fio, internet, interconexões entre diferentes sistemas, etc.

2. Use senhas de alto nível:

Os equipamentos SEL facilitam esta implementação, pois é possível escolher entre todos caracteres ASCII:

exemplo de senha de baixo nível: 17106400

exemplo de senha de alto nível: M\$i4fp&r

3. Gerencie as senhas

- Não use senhas default
- Mude-as periodicamente
- Mude-as quando pessoas saírem da empresa
- Controle-as
- Use diferentes senhas em diferentes regiões

4. Faça comunicação encriptografada

Cabos, fibra, rádio, SCADA, acesso engenharia, manutenção

5. Pratique necessidade de conhecer (Need to Know)

- Mantenha seus projetos seguros
- Limite acessos a detalhes do sistema somente para aqueles que realmente precisam conhecê-los para desempenharem suas atividades

6. Compartilhe conhecimento

7. Para acessos chaves, tenha mais de um (seguro) meio de comunicação seguro

- Minimize o impacto de uma eventual falha de acesso geradas por crimes ou ataques cibernéticos
- Envie alarmes de segurança através do segundo meio de comunicação

8. Tome iniciativa agora. Não espere uma legislação do governo ou um ataque acontecer.

9. Revise alarmes e atividades de acesso.

10. Não esqueça da segurança física.

11. Pratique segurança em maior profundidade

Física, cibernética, comunicação, treinamento, cultura, etc.

12. Guarde as ferramentas de acesso

Computadores, senhas, equipamentos e chaves de encriptografia, manuais de instrução e softwares

10 MITOS SOBRE SEGURANÇA:

Quando acontece um problema, como crime cibernético, a natureza humana frequentemente recusa a aceitar sua importância ou sua existência. Mitos como os abaixo são frequentes formas de se evitar um problema ou retardar ações:

1. Nós usamos o protocolo xxxx e nenhum " Hacker" o conhece.

É verdade que ao utilizar um protocolo não muito comum se reduz a possibilidade de um hacker atacar sua empresa, porém analisadores de protocolos tem surpreendido pelo profundo conhecimento dos protocolos de comunicação. Portanto, os protocolos sejam velhos ou novos, abertos ou proprietários são conhecidos.

2. Rádios Spread-spectrum são inerentemente seguros.

O principal motivo de aplicá-los é de se evitar interferência com outros sinais e não para aumentar a segurança da comunicação. É necessário utilizar encriptografia mesmo com

rádios.

3. A rede da empresa é privativa, portanto o risco é pequeno.

Hackers possuem acesso a redes privadas e também podem acessar circuitos, cabos, sinais, etc. que outros também tem acesso. As redes privadas, assim como as públicas, **NÃO** são seguras e **EXISTE RISCO**.

4. Seria muito difícil acessarem o SCADA da empresa através rádio ponto a ponto.

Os hackers podem sintonizar frequências usando o nome da empresa e licenças de rádio da ANATEL e mesmo através da observação dos tipos, tamanhos e direcionamento de antenas. Existem dados de placa em seus equipamentos? Isto pode levar um hacker até o website do fabricante e lá ele obter mais informações. Ele pode interceptar seus sinais com um scanner comprado na "Santa Efigênia", pode registrar seus sinais pela placa de som de seu computador, comprar um transceiver e atacar sua empresa repetindo o que ele intercepta.

Evite o ataque eletrônico através da encriptografia.

5. Na empresa usamos WEP (Wired Equivalent Privacy) e isto é muito seguro.

WEP possui buracos. Embora seja possível confiar para aplicações residenciais e de escritórios, não se pode confiar para controle industrial ou de um COS. Deve-se adicionar uma segunda camada, como por exemplo encriptografia AES de 128 ou 256 bits.

6. É muito caro investir na segurança do sistema da empresa.

Os equipamentos que estão instalados em sua empresa provavelmente possuem muitas características de segurança que não estão sendo usadas, como senhas, contatos de alarme, etc. Além disto, um **transceiver SEL** para fornecer encriptografia custa menos de R\$ 2.000,00 e pode ser fundamental para a segurança de uma subestação ou de um religador numa rede de distribuição.

7. Não usamos rede sem fio porque não é segura.

Enquanto afirmamos que WEP não é seguro, existem transceivers para rede sem fio que adicionam uma segunda camada de segurança e são muito seguros. Não despreze a segurança e comodidade de operar equipamentos através uma rede sem fio (para controlar religadores, chaves e disjuntores).

8. O Departamento de Informática é o responsável por segurança cibernética. Isto não faz parte de meu trabalho.

Eles podem não estar cientes dos diversos meios de comunicação em usinas e subestações. As equipes responsáveis por comunicação, medição, relés, SCADA, esquemas de controle de emergência e também a equipe de informática da empresa

precisam estar focadas em segurança, de forma individual e em conjunto.

9. Deveria haver uma norma para cobrir tudo isto.

Independentemente da importância de normas, é necessário que todos estejam cientes de ameaças. Além disto, as normas ficam e as ameaças estão sempre em constante mudanças. Medidas de segurança devem se tornar um hábito e não simplesmente para atender normas. Aquelas pessoas mais próximas dos ativos de uma empresa é que estão em melhor condição de visualizarem e apontarem as necessidades.

10. Isto não pode acontecer conosco.

Pode!

Anexo B - Conceituação Teórica da Máxima Expectativa e dos Mínimos Quadrados Ponderados para Estimação de Estado

O conceito da máxima expectativa pode ser ilustrado usando um circuito DC como ilustrado na Figura 3.5.

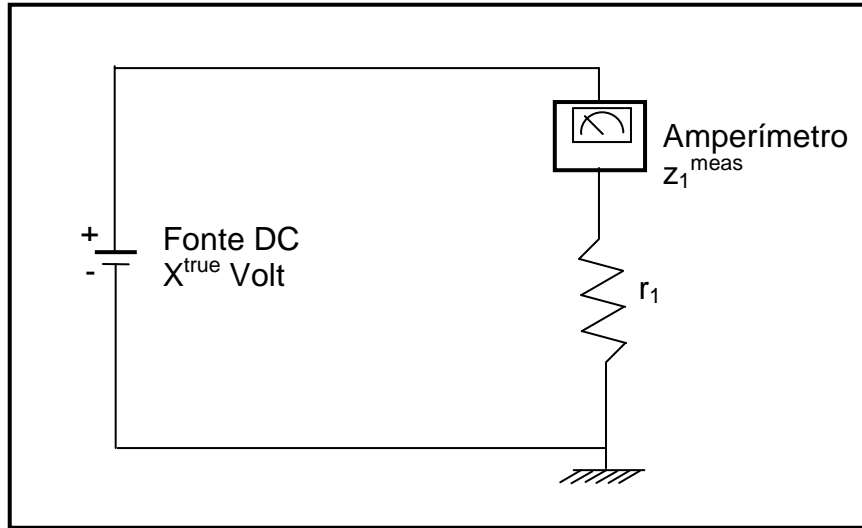


Figura 3.5 Circuito DC esquemático com medição de corrente.

Neste exemplo, pretende-se estimar o valor da tensão da fonte x^{true} , usando a medida da grandeza de corrente z_1^{meas} e com o erro η_1 do amperímetro conhecido. Assim podemos escrever:

$$z_1^{meas} = z_1^{true} + \eta_1 \quad (3.1)$$

Sendo que o valor médio de η_1 é zero, então, sabe-se que o valor médio de z_1^{meas} é igual ao valor de z_1^{true} . Desta forma, pode-se considerar que a função de densidade de probabilidade para z_1^{meas} é:

$$FDP(z_1^{meas}) = \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(z_1^{meas} - z_1^{true})^2}{2\sigma_1^2} \right] \quad (3.2)$$

Onde σ_1 é o desvio padrão para o erro randômico η_1 . Se assumirmos que o valor da resistência r_1 , no nosso circuito é conhecida, então se pode escrever:

$$FDP(z_1^{meas}) = \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \exp \left[\frac{-(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} \right] \quad (3.3)$$

Voltando à definição de estimador de máxima expectativa, agora se espera encontrar uma estimativa de x , denominada x^{est} , que maximize a probabilidade de que a medida observada Z_1^{meas} possa ocorrer. Desde que se tenha a função de densidade de probabilidade de Z_1^{meas} , pode-se escrever:

$$prob(z_1^{meas}) = \int_{z_1^{meas}}^{z_1^{meas} + dz_1^{meas}} PDF(z_1^{meas}) dz_1^{meas} \quad (3.4)$$

como:

$$dz_1^{meas} \rightarrow 0$$

então:

$$prob(z_1^{meas}) = PDF(z_1^{meas}) dz_1^{meas} \quad (3.5)$$

O procedimento de máxima expectativa, então, requer que se maximize o valor de $prob(z_1^{meas})$ que é função de x . Isto é:

$$\max_x prob(z_1^{meas}) = \max_x FDP(z_1^{meas}) dz_1^{meas} \quad (3.6)$$

Uma transformação conveniente que pode ser usada neste ponto é maximizar o logaritmo natural de $FDP(z_1^{meas})$, sendo que maximizando o Ln de $FDP(z_1^{meas})$, estaremos maximizando $FDP(z_1^{meas})$. Assim espera-se encontrar:

$$\max_x \ln[PDF(z_1^{meas})] \quad (3.7)$$

ou

$$\max_x \left[-\ln(\sigma_1 \sqrt{2\pi}) - \frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} \right] \quad (3.8)$$

Sendo que o primeiro termo é constante, pode ser ignorado. Pode-se maximizar a função entre colchetes minimizando o segundo termo considerando que este tem um coeficiente negativo. Isto é:

$$\min_x \left[\frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} \right] \quad (3.9)$$

O valor de x que minimiza o termo da direita é encontrado tomando-se a primeira derivada e igualando o resultado com zero.

$$\frac{d}{dx} \left[\frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} \right] = \frac{-(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)}{r_1 \sigma_1^2} = 0 \quad (3.10)$$

ou

$$x^{est} = r_1 z_1^{meas} \quad (3.11)$$

Com isto, conclui-se somente que estimação da máxima expectativa da tensão da fonte é simplesmente a corrente medida vezes a resistência conhecida. Entretanto, acrescentando um segundo circuito de medição, tem-se uma situação bem diferente, na qual a melhor estimativa não é tão óbvia.

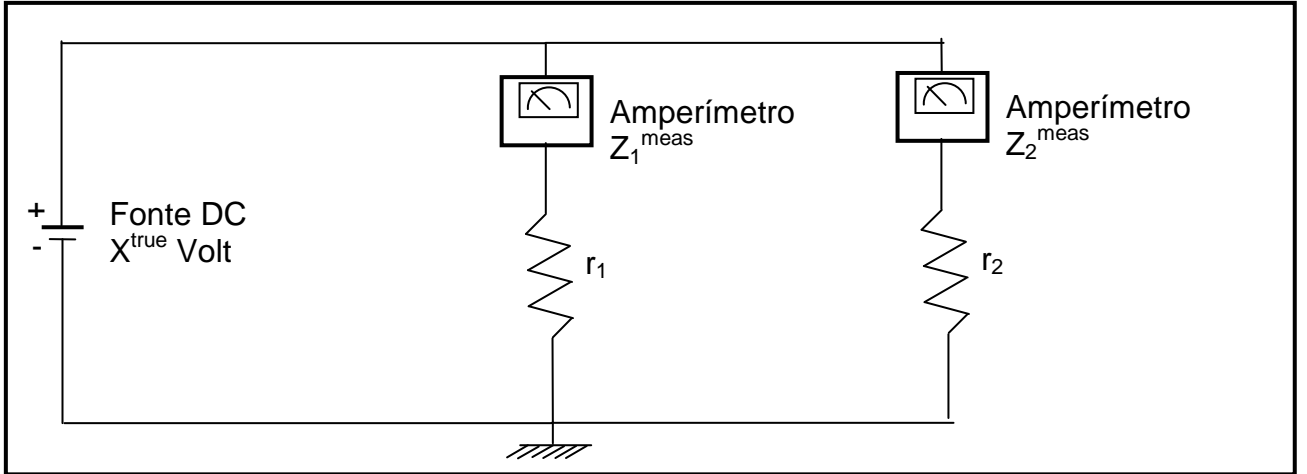


Figura 3.6 Circuito DC esquemático com duas medições de corrente.

Considerando a figura 3.6, supõe-se que r_1 e r_2 são conhecidos e modelando matematicamente cada circuito de medição teremos:

$$\begin{aligned} z_1^{meas} &= z_1^{true} + \eta_1 \\ z_2^{meas} &= z_2^{true} + \eta_2 \end{aligned} \quad (3.12)$$

Os erros podem ser representados como média zero e de forma independente, com variáveis randômicas normalmente distribuídas com as seguintes funções de densidade probabilística:

$$\begin{aligned} FDP(z_1^{meas}) &= \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\eta_1)^2}{2\sigma_1^2}\right] \\ FDP(z_2^{meas}) &= \frac{1}{\sigma_2 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\eta_2)^2}{2\sigma_2^2}\right] \end{aligned} \quad (3.13)$$

Como no exemplo anterior, pode-se escrever a função de densidade de probabilidade de z_1^{meas} e z_2^{meas} que fica:

$$FDP(z_1^{meas}) = \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \exp \left[\frac{-(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} \right]$$

$$FDP(z_2^{meas}) = \frac{1}{\sigma_2 \sqrt{2\pi}} \exp \left[\frac{-(z_2^{meas} - \frac{1}{r_2} x)^2}{2\sigma_2^2} \right] \quad (3.14)$$

A função da máxima expectativa deve ser a probabilidade de se obterem as medidas das grandezas z_1^{meas} e z_2^{meas} . Desde que se assumiu que os erros randômicos η_1 e η_2 são variáveis randômicas independentes, a probabilidade de se obterem z_1^{meas} e z_2^{meas} é simplesmente o produto da probabilidade de se obter z_1^{meas} pelo produto da probabilidade de se obter z_2^{meas} . Então teremos:

$$prob(z_1^{meas} e z_2^{meas}) = prob(z_1^{meas}) \times prob(z_2^{meas})$$

$$prob(z_1^{meas} e z_2^{meas}) = FDP(z_1^{meas}) FDP(z_2^{meas}) dz_1^{meas} dz_2^{meas} \quad (3.15)$$

Para maximizar a função utiliza-se novamente o logaritmo natural.

$$\max_x prob(z_1^{meas} e z_2^{meas}) =$$

$$= \max_x \left[-Ln(\sigma_1 \sqrt{2\pi}) - \frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} - Ln(\sigma_2 \sqrt{2\pi}) - \frac{(z_2^{meas} - \frac{1}{r_2} x)^2}{2\sigma_2^2} \right] \quad (3.16)$$

$$= \min_x \left[\frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} + \frac{(z_2^{meas} - \frac{1}{r_2} x)^2}{2\sigma_2^2} \right]$$

O mínimo procurado é encontrado por:

$$\begin{aligned}
& \frac{d}{dx} \left[\frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)^2}{2\sigma_1^2} + \frac{(z_2^{meas} - \frac{1}{r_2} x)^2}{2\sigma_2^2} \right] \\
&= \frac{(z_1^{meas} - \frac{1}{r_1} x)}{r_1 \sigma_1^2} + \frac{(z_2^{meas} - \frac{1}{r_2} x)}{r_2 \sigma_2^2} = 0
\end{aligned} \tag{3.17}$$

resultando em:

$$x^{est} = \frac{(\frac{z_1^{meas}}{r_1 \sigma_1^2} + \frac{z_2^{meas}}{r_2 \sigma_2^2})}{(\frac{1}{r_1 \sigma_1^2} + \frac{1}{r_2 \sigma_2^2})} \tag{3.18}$$

Se um dos amperímetros for de qualidade superior, a sua variância será muito menor que o outro. Por exemplo, se $\sigma_2 \ll \sigma_1$ a equação para x^{est} ficará:

$$x^{est} \cong z_2^{meas} \times r_2$$

Assim pode-se ver que o método da máxima expectativa para estimar os parâmetros desconhecidos permite um caminho para avaliar as medições das grandezas apropriadamente, de acordo com a sua qualidade de aquisição.

Verifica-se, portanto, que não se necessita expressar o problema de estimação como um máximo do produto da função de densidade de probabilidade. Ao invés disso, observa-se a forma direta de escrever o que é necessário olhando-se as equações 3.8 e 3.15. Nestas equações, pode-se ver que a estimação da máxima expectativa do parâmetro desconhecido é sempre expressa como o valor do parâmetro que dá o mínimo da soma dos quadrados da diferença entre cada grandeza medida e o valor verdadeiro da grandeza que está sendo medida, expressa como uma função deste parâmetro desconhecido, com cada diferença ao quadrado dividida ou ponderada pela variância do erro medido. Assim, se estiver

estimando um parâmetro único, x , usando N_m medidas, pode-se escrever a seguinte expressão:

$$\min_x J(x) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[Z_i^{\text{meas}} - f_i(x)]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.19)$$

sendo:

f_i = função que é usada para calcular o valor da grandeza que está sendo medida pela i^{th} medida.

$J(x)$ = residual da medição.

N_m = número de medições independentes.

Z_i^{meas} = i^{th} quantidade medida.

σ_i = desvio padrão da i^{th} medida.

σ_i^2 = variância da i^{th} medida.

Observação: O desvio padrão de uma variável aleatória x , discreta ou contínua, denotado por σ_i , é a raiz quadrada positiva da variância denotada por σ_i^2 . A unidade ou dimensão do desvio padrão é a mesma de x .

A equação 3.18 pode ser expressa em por unidade (pu) ou unidades físicas tais como MW, Mvar ou kV.

Para estimar N_s parâmetros desconhecidos usando N_m medições, pode-se escrever:

$$\min_{(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})} J(x_1, x_2, \dots, x_{N_s}) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[Z_i^{\text{meas}} - f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.20)$$

O cálculo de estimação mostrado nas equações 3.18 e 3.19 são conhecidos como estimador dos mínimos quadrados ponderados, o qual, como já visto anteriormente, é equivalente ao estimador da máxima expectativa, se os erros de medição forem modelados como números randômicos, tendo estes uma distribuição normal.

Anexo C – Modelo de comunicação OSI e Conceituação de ProtocoloIP

O modelo de comunicação OSI (“Open System Interconnection”) divide em sete tarefas diferentes o trabalho de deslocamento de dados de um ponto para o outro. Essas tarefas, denominadas camadas são organizadas de modo hierárquico. Cada camada contribui para o agrupamento ou separação de um pacote. Os dados movem-se pela rede de comunicação em feixe discreto de bits denominado pacotes. Cada pacote, por sua vez, é dividido em quatro partes: a primeira avisa às placas que um pacote está a caminho, a segunda, que é o cabeçalho, informa o destino, a origem e o tipo de pacote, ou seja, contém informações para o controle de dados ou da rede; a terceira indica os dados que o pacote está transportando e a última os bits finais de verificação de erros e os caracteres do pacote final.

É importante ressaltar que cada camada envia informações somente para aquelas logo acima ou abaixo delas e que elas só compreendem informações enviadas da mesma camada em outra pilha. Por exemplo, a camada três só enviará um pacote de entrada para a camada quatro após extrair todas as informações da camada três. As sete camadas estão definidas como segue:

a-Camada física: Esta camada gera os pulsos físicos, as correntes elétricas e os pulsos óticos envolvidos no deslocamento de dados da NIC (“Network Interface Card”) para os sistemas de comunicações. Não inclui o sistema de comunicações, apenas a conexão com ele.

b-Camada de enlace de dados: Esta é o primeiro nível que reúne os bits e trata os dados como pacote. Este nível executa o agrupamento final dos pacotes que estão sendo enviados e realiza a primeira inspeção no recebimento dos pacotes. Ela ainda adiciona uma correção de erros para os pacotes que estão saindo e uma verificação de soma para os que estão chegando. Os pacotes incompletos ou com defeito são descartados.

c-Camada de rede: Quando as redes locais (LANs) excedem um determinado tamanho ou área geográfica, precisam ser divididas em redes locais lógicas

menores. Dispositivos denominados roteadores, pontes e “gateways” são utilizados para dividir a rede local e criar sub-redes menores. Esta camada direciona os pacotes através de vários dispositivos, de modo a garantir que um pacote chegará ao dispositivo e a sub-rede local corretamente. Este nível mantém tabelas de roteamento e determina a rota disponível mais rápida e o momento de utilizar rotas alternativas. Esta é a primeira camada em que um dispositivo começa a filtrar os pacotes que não serão enviados de uma rede para a outra a fim de reduzir o tráfego de toda a rede. O TCP/IP opera neste nível.

d-Camada de transporte: O TCP (“Transmission Control Protocol”) de TCP/IP trabalha nesta camada que é um nível de transição, ou seja, o último dos níveis que gerencia os pacotes de roteamento e a recuperação de erros. Ela adapta qualquer deficiência que não possa ser resolvida no nível de rede.

e-Camada de Sessão: Esta camada é o nível que mantém as transmissões “orientadas à conexão”. Esta conexão garante que as mensagens serão enviadas e recebidas com alto grau de segurança. Supõe-se que os pacotes sejam seguros, ou seja, não há identificação de erros.

f-Camada de apresentação: Não é amplamente utilizado. O processamento nesta camada realiza qualquer conversão que possa ser exigida pela camada de aplicação para tornar os dados utilizáveis. Exemplos são os processos de compactação e criptografia. É importante ressaltar que estes poderão ser executados por aplicativos de usuários que estejam sendo executados acima da camada de aplicação. A tradução dos formatos de dados também pode ser feita aqui.

g-Camada de aplicações: Ela trata dos assuntos de segurança e disponibilidade de recursos. Esta camada tende a lidar com transferência de arquivos e de “jobs” e com protocolos de terminais virtuais.

Os termos a seguir são frequentemente empregados em redes de comunicação:

a-Enlace (“link”): Conexão direta entre dois ou mais sistemas.

b-Servidor (“host”): Qualquer sistema ou dispositivo de computador que esteja associado à inter-rede. Sistema que executa as principais funções de um aplicativo e que controla o sistema de comunicações.

c-Nome de um objeto: Em um sistema distribuído, indica um sistema, um processo ou nó.

d-Rota: Caminho que o tráfego de rede percorre da origem até o destino.

e-Ponte: Dispositivo de computador que conecta duas ou mais redes físicas e encaminha pacotes para elas.

f-“Gateway”: Computador que conecta várias redes TCP/IP para roteamento ou entrega de pacotes IP entre elas.

g-“Broadcast”: Pacote destinado a todos os “hosts” da rede.

h-Datagrama: Pacote de dados e informações sobre a entrega.

i-MAC (“Media Access Control”): Protocolo que controla o método de acesso de uma estação à rede.

Os protocolos de comunicação de dados são utilizados para coordenar a troca de informações entre dispositivos de redes diferentes. Eles estabelecem o mecanismo pelo qual cada dispositivo reconhece as informações úteis de qualquer dispositivo. O TCP/IP, (“Transmission Control Protocol/Internet Protocol”), é uma família de protocolos utilizados nas comunicações de redes. O TCP e IP são protocolos individuais que podem ser discutidos de modo isolado, não sendo os únicos protocolos que constituem esta família. Cada protocolo em uma família permite a utilização de um determinado recurso de rede. A família de protocolos TCP/IP inclui protocolos como IP (“Internet Protocol”), ARP (“Address Resolution Protocol”), ICMP (“Internet Control Message Protocol”), UDP (“User Datagram Protocol”), TCP (“Transport Control Protocol”), RIP (“Routing Information Protocol”), Telnet, SMTP (“Simple Mail Transfer Protocol”), DNS (“Domain Name System”)

O TCP e o UDP percorrem encapsulados nos pacotes IP de modo a oferecer acesso a determinados programas ou serviços que estão sendo executados em dispositivos de redes remotos.

Depois que os dados chegam a um determinado nó, é necessário um mecanismo que possibilite o serviço adequado dentro de um dispositivo para receber dados. Para direcionar os dados para o programa apropriado, é necessário um outro nível de atribuição de endereços. Cada serviço disponível em um nó é acessado por um endereço exclusivo denominado porta. Esta é identificada por um número decimal simples. Por exemplo, a porta 25 é o SMTP. Estes números estão contidos nos cabeçalhos TCP e UDC dos respectivos pacotes, que estão encapsulados dentro de pacotes IP.

As diferenças entre TCP e UDC são as seguintes: O UDC, assim como o IP, são protocolos baseados em datagrama, ou seja, existe uma quantidade máxima de dados que podem ser enviados em uma transmissão simples, já o TCP é um protocolo orientado por fluxo, ou seja, os usuários não precisam se preocupar com o tamanho máximo da transmissão. O próprio TCP quebra a transmissão em partes menores, retransmite as partes perdidas, reordena os dados entregues fora de ordem e filtra as partes extras, resultantes de transmissões com defeito. Um aplicativo que utilize TCP exige mais memória e largura de banda para garantir que a transmissão será concluída de modo adequado. Outra diferença entre eles é a confiabilidade. O UDP é um protocolo não confiável; isto não implica que não possa ocorrer uma transmissão confiável. O aplicativo, no caso do PDC, que utiliza o UDP, fica completamente responsável pelas retransmissões, filtragem e outros controles. O TCP, como dito acima, é considerado confiável, porém, esta condição não implica que ele garanta a entrega dos dados transmitidos e sim que ele envia os dados. Se a conectividade da rede for preservada durante a retransmissão, os dados chegam em ordem e sem serem danificados, caso contrário, esse fato é comunicado ao aplicativo que estiver utilizando o TCP.

Anexo D – Teoria de Grafos

A observabilidade topológica está baseada na teoria dos Grafos. Com a finalidade de rever alguns conceitos dessa teoria, ressaltam-se alguns conceitos.

Considerando um Grafo $G(V, E)$

Sendo:

V um conjunto finito não-vazio. E um conjunto de pares não ordenados de elementos distintos de V .

Como exemplo, mostra-se a figura 5.1:

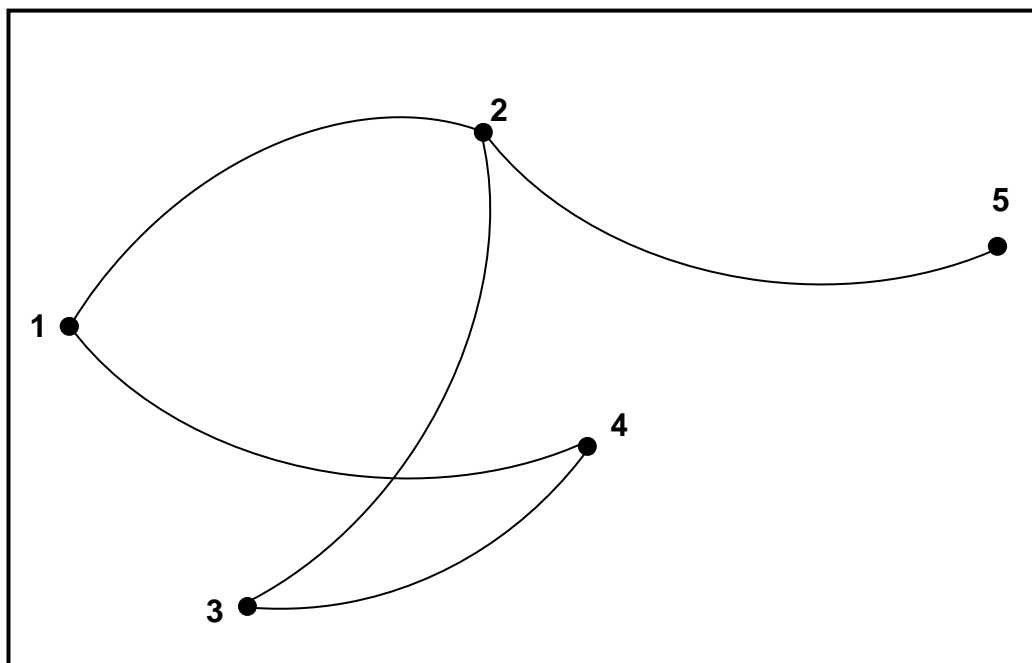


Figura 5.1 Exemplo representativo de um Grafo.

$$V = \{1, 2, 3, 4, 5\}$$

$$E = \{(1, 2), (1, 4), (2, 3), (2, 5), (4, 3), (5, 1)\}$$

Elementos de V são vértices de G , e os de E são as arestas de G .

Cada aresta e pertencente a E será denotada pelo par de vértices $e = (v, w)$ que a forma. Os vértices v e w são os extremos da aresta, sendo denominados adjacentes. A aresta e é dita incidente a ambos os vértices v e w .

Duas arestas são ditas adjacentes quando possuem um extremo comum. Os vértices correspondem a pontos distintos do plano, em posições arbitrárias, enquanto que a aresta $e(v, w)$ é associada a uma linha arbitrária unindo os pontos v e w .

As seguintes definições são também utilizadas

Laço: aresta do tipo $e = (v, w)$.

Arestas Múltiplas: define-se quando se permite a existência de mais de uma aresta entre o **mesmo** par de vértices.

Multigrafo: grafo cujo conjunto de arestas contém laços e/ou arestas múltiplas.

Grau de um vértice: considerando v pertencente a V na figura 5.2, define-se como grau de um vértice o número de vértices adjacentes a v .

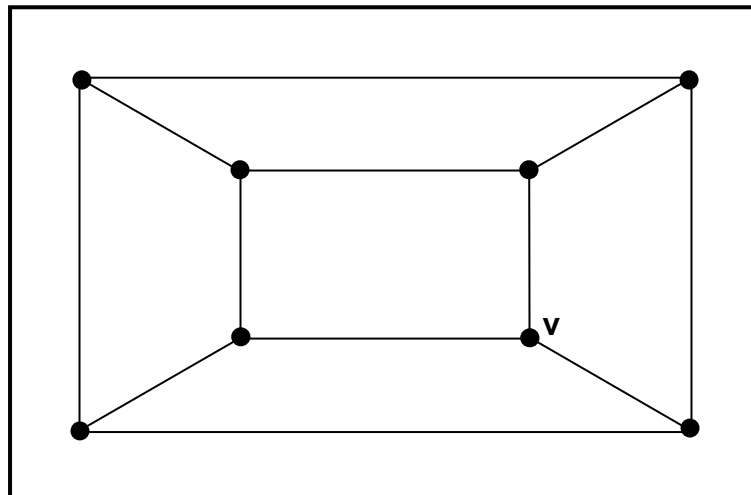


Figura 5.2 Número de vértices adjacentes a v .

Vértice Isolado: v é isolado quando possui grau 0, conforme mostrado na figura 5.3.

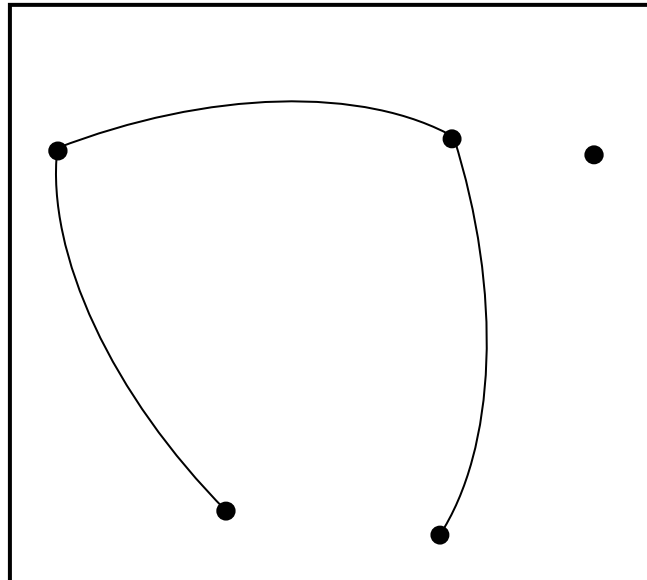


Figura 5.3 Vértice isolado

Caminho: caminho do vértice v_1 ao vértice v_k é uma sequência de vértices $v_1 \dots v_k$ tal que $v_j + v_{j+1} \in E$ pertence a E .

Árvores: grafo que é acíclico e conexo, como por exemplo $T(V, E)$, como representado na figura 5.4

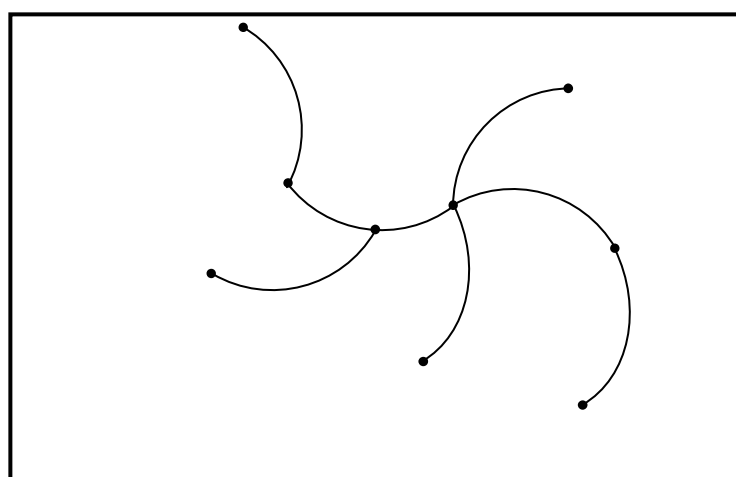


Figura 5.4 Definição de árvore.

Folha: o vértice v de uma árvore é uma folha se possuir grau ≤ 1 .

Vértice Interior: o vértice v é interior se o respectivo grau for $|v| > 1$.

Floresta: conjunto de árvores sendo que todo grafo acíclico é uma floresta conforme pode ser visto na figura 5.5.

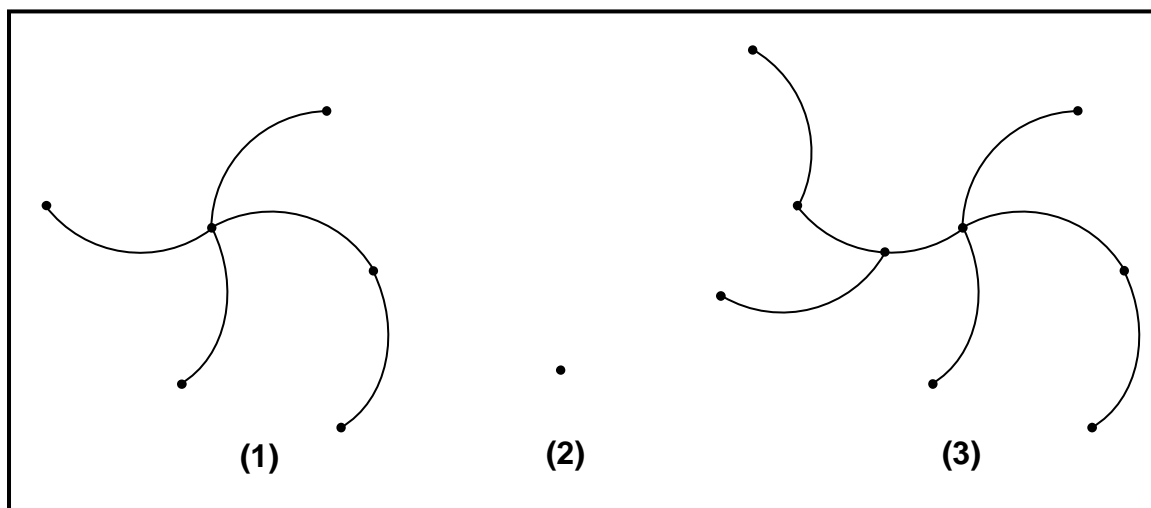


Figura 5.5 Floresta com três árvores.